Tiltaksanalyse for NOx

Utredning av mulige NOx-reduserende tiltak
innenfor energianleggene på sokkelen,
innenlands skipsfart og fastlandsindustrien

TA-2155/2006
ISBN 82-7655-281-1

Innhold

1 Sammendrag 4

2 Innledning 7
2.1 Mandat 7
2.2 Utslipp av NOx 7

3 Energisystemer på olje- og gassinnretningene til havs 10
3.1 Plattformens kraftkrevende hovedfunksjoner 10
3.2 Kraftanlegg på sokkelen 10

4 Tekniske tiltak på gassturbiner for reduksjon av NOx utslipp 11
4.1 Ombygging til Dry Low Emissons (DLE turbiner) 11
4.1.1 Single fuel gassturbiner som er aktuelle for ettermontering av DLE 11
4.1.2 Ombygging av dual fuel gassturbiner til single fuel med DLE 11
4.1.3 Tidsplan for ettermontering av DLE 12
4.2 Beskrivelse av mulige tekniske tiltak som ikke er med i analysen 12
4.2.1 Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner (WLE) 12
4.2.2 Tekniske tiltak på stempelmotorer for reduksjon av NO_X-utslipp 12
4.2.3 Elektrifisering 13

5 Økonomisk tiltaksanalyse 14
5.1 Forutsetninger 14
5.2 Beregningsmetode for tiltakskostnader 16
5.3 Resultater 17
5.3.1 Ettermontering av DLE på 26 eksisterende single fuel gassturbiner 17
5.3.2 Ettermontering av DLE på 26 single fuel turbiner og et utvalg av dual fuel turbiner 18

6 Tiltak på skip i innenriks skipsfart 20
6.1 Innledning 20
6.2 Motortekniske tiltak 20
6.2.1 Motortekniske tiltak 20
6.2.2 Rensetekniske tiltak - SCR 22
6.3 Beskrivelse av mulige teknologier for reduserte utslipp. 23
6.3.1 Eksosgassresirkulering (EGR) 23
6.3.2 Tilsetning av vann 23
6.3.3 Alternative drivstoffer og gass 25
6.3.4 Brenselcelleteknologi 25
6.4 Vurdering av de ulike reduksjonstiltakene 27

7 Forutsetninger for beregning av utslippsreduksjon og tiltakskostnader 28
7.1 Metode for beregning av utslipp fra ulike fartøykategorier 28
7.2 Kostnadsmodell 29

8 Fiskeflåten 30
8.1 Generelt om fiskeflåten og forutsetninger for beregnet utslipp 30
8.1.1 Tiltak i fiskefartøy over 60 m 30
8.1.2 Tiltak i fiskefartøy mellom 40 og 60 m 31
8.1.3 Tiltak i fiskefartøy mellom 25 og 40 m 31
8.1.4 Tiltak i fiskefartøy mellom 20 og 25 m 32

8.2 Oppsummering - fiskefartøy 32

9 Passasjerskip 35
9.1 Gruppering av passasjerskipene 35

10 Ferger 36
10.1 Sammensetning av fergeflåten 36
10.2 Oppsummering - riksvegferger 36
10.3 Hurtigfartøy 37
10.4 Øvrige passasjerskip 37

11 Fartøyer i kystfart 39
11.1 Sammensetning av denne fartøygruppen 39

12 Vurdering av reell utslippsreduksjon for kystflåten 41
12.1 Fartøy over 100 brt bygget etter 1990. 41
12.2 Potensialet for utslippsreduksjoner for skip bygget før 1990 og skip mindre enn 100 brt (20 meter for fiskefartøy) 43
12.3 Potensialet for utslippsreduksjoner for nybygg 43

13 Utslipp og tiltakskostnader innen fastlandsindustrien 45
13.1 Beregnet utslippsreduksjon i tidligere tiltaksanalyse 45
13.2 Beregnet utslipp i 2003. 45
13.3 Vurdering av mulige tekniske løsninger 46
13.4 Potensiell utslippsreduksjon 46
13.4.1 Sementproduksjon 47
13.4.2 FeSil og Si-metall produksjon 47
13.4.3 Oljeraffinerier 47
13.4.4 Kunstgjødsel, petrokjemi og treforedling 47
13.4.5 Samlet reduksjonspotensial 48
13.5 Nytte- kostnadsvurderinger 48

14 Samlet vurdering av tiltak for de aktuelle sektorer 49
14.1 Utslippsreduksjon 49
14.1.1 Samlet teknisk potensiell utslippsreduksjon for alle sektorer 49
14.1.2 Nærmere vurdering av det tekniske potensialet 49
14.2 Tiltakskostnader 50
14.2.1 Vurdering av tiltakskostnadene offshore 50
14.2.2 Vurdering av tiltakskostnadene på innenriks skipsfart. 51
14.2.3 Vurdering av tiltakskostnadene for fastlandsindustrien. 51
14.3 Samlet fremstilling av tiltakskostnadene 51
14.4 Aggregerte utslippsreduksjoner ved økende margainalkostnad. 53

1 Sammendrag

For å kunne overholde forpliktelsene som følger av Norges ratifikasjon av Gøteborgprotokollen må de nasjonale utslippene av nitrogenoksider (NOx) reduseres til 156 000 tonn innen 2010, som betyr en reduksjon på ca 45 000 tonn i forhold til prognosen på 200 000 tonn.

I denne analysen er det sett på mulig NOx-reduserende tiltak innenfor energianleggene på sokkelen, innenlands skipsfart og fastlandsindustrien. SSBs utslippsregnskap for 2004 viser at de kildefordelte utslippene fra de tre sektorene fordeler seg med 90 000 tonn fra innenriks skipsfart, 50 000 tonn fra olje- og gassutvinningsvirksomheten og 20 000 tonn fra fastlandsindustrien. Utslippet har vært uendret fra 1990 til 2004 på omkring 225 000 tonn, men fordelingen mellom kildene har variert.

I denne analysen er det identifisert et teknisk potensial for reduksjon av NOx utslipp for de tre nevnte sektorer og kostnader er beregnet for tiltak innen hver sektor. Beregningene som er gjort for olje- og gassvirksomheten, er basert på Oljedirektoratets tiltaksanalyse fra 2005, mens det for fastlandsindustrien i stor grad kun er foretatt en ny vurdering av SFTs tiltaksanalyse fra 1999. Det er gjort nye beregninger for innenriks skipsfart.

For olje- og gassvirksomheten viser analysen at det er store forskjeller i kostnadseffektivitet for NOx-reduserende tiltak mellom de enkelte installasjonene. Det er kun installasjon av lav-NOx turbiner (DLE) som er kostnadsberegnet, da det er kun denne teknologien som anses som kvalifisert offshore. Kostnadene er turbin- og innretningsspesifikke og avhengige av forhold som plattformens vekt- og plasskapasitet, turbinkonfigurasjon og om innretningen er tilrettelagt for ettermontering av nødvendig utstyr. Investeringskostnadene ved å ettermontere DLE på tilrettelagte single fuel gassturbiner vil ligge mellom 50 – 200 mill kr per turbin. For gassturbiner som ikke er tilrettelagt for ettermontering anslås tilsvarende kostnader å ligge mellom 350 – 600 mill kr per enhet.

Tiltakskostnadene for olje- og gassvirksomheten er beregnet etter ”annuitetsmetoden”. Det betyr at kostnader forbundet med investering og utsatt produksjon fordeles som årlige annuiteter over tiltakets levetid. Drifts- og vedlikeholdskostnadene ved tiltakene oppgis som årlige kostnader. Alle kostnader er i faste 2005-kroner, og det er lagt til grunn en diskonteringsrente på 7 %. Kostnadene er neddiskontert til investeringstidspunktet (2009).

For olje- og gassvirksomheten viser analysen at 8 av de 49 vurderte maskinene har en tiltakskostnad som er mindre enn 50 kr/kg NOx redusert. Implementering av tiltak på disse maskinene kan redusere sokkelens utslipp med ca 2 500 tonn NOx i 2010 til en samlet kostnad på ca 700 mill kr. Denne kostnaden er akkumulert nåverdi av investeringen og fremtidig drift og vedlikehold frem til plattformen stenges ned. Innenfor en tiltakskostnad på 100 kr/kg NOx kan det være mulig å redusere sokkelens utslipp med ca 7 000 tonn til en samlet kostnad på ca 3,5 mrd kr. Ved etterinstallering av lav-NOx på samtlige 49 maskiner, kan det teknisk være mulig å redusere NOx utslippene med 17 000 tonn til en samlet kostnad på ca 19 mrd kr. Tiltakskostnadene varierer fra omkring 13 kr/kg NOx til over 700 kr/kg NOx mellom de ulike installasjonene på sokkelen.

For innenriks skipsfart er det totale utslippet og reduksjonspotensialet beregnet med utgangspunkt i skip med maskinerier bygget etter 1990 med størrelse over 100 brt. Det totale utslippet som omfattes av denne analysen er noe over 62 000 tonn. De største bidragene

kommer fra bøyelastere, forsyningsskip og fiskeflåten med hhv. 25, 23 og 20 %., mens utslippet pr fartøy er størst for bøyelastere, forsyningsskip og beredskapsfartøy.

For implementering av tiltak om bord i eksisterende skip, er det i realiteten kun to tiltak som er vurdert til å være direkte tilgjengelige, henholdsvis avgassrensing (SCR) og motorteknisk ombygging (MTO). Hvis det gjennomføres SCR-tiltak på hele innenriksflåten vil utslippene kunne reduseres med nesten 43 000 tonn. Gjennomsnittlig utslippsreduksjon pr. fartøykategori er da ca. 70 %. Hvis det alternativt foretas motortekniske ombygginger på alle fartøy vil reduksjonen kunne bli omkring 10 000 tonn. Det er her lagt til grunn en lik reduksjon for alle fartøygrupper på 20 %. Disse to tiltakene kan derfor i denne sammenheng ikke uten videre adderes, men må mer ses på som to alternativer.

Kostnadene ved full implementering av SCR er beregnet til 320 mill. kr. Dette gir en gjennomsnittlig tiltakskostnad på 7,46 kr/kg NOx. Kostnadene ved motorteknisk ombygging er beregnet til noe over 50 mill.kr, som gir en gjennomsnittlig tiltakskostnad på 4,80 kr/kg NOx.

En mer fartøyspesifikk vurdering som bl a generell egnethet, motorstørrelse og operasjonsmønster vil den beregnete utslippsreduksjonen bli mer reell. Under disse forutsetningene vil beregnet utslippsreduksjon bli omkring 25 000 tonn hvis SCR implementeres, som er omkring 18 000 tonn mindre (43’ tonn – 25’ tonn) enn det teoretiske potensialet. Tilsvarende reduksjon ved motorteknisk ombygging er ca 1 500 tonn eller bare 14 % av det teoretiske potensialet. Fordi det her er foretatt en spesifikk vurdering av hver fartøygruppe og en antatt fordeling mellom SCR og MTO, vil disse utslippsreduksjonene kunne adderes, slik at samlet NOx reduksjon blir 26 500 tonn

Det vil være teknisk mulig å gjennomføre tiltak også for enkelte skip med maskineri bygget før 1990. Disse er imidlertid ikke med i analysen, og mulighetene for å gjennomføre tiltak kan eventuelt utredes på et senere tidspunkt.

Ved at nye skip eventuelt bygges med strengere utslippskrav enn IMO kravene, er det et potensial for en årlig reduksjon på ca 3 500 tonn, som tilsvarer omkring 10 000 tonn NOx over en treårs periode.

Potensielle utslippsreduksjoner fra fastlandsindustrien er beregnet ved en teoretisk tilnærming som tar utgangspunkt i at bruk av en bestemt teknologi vil gi en fast prosentvis reduksjon av NOx utslippet, men bare for den delen av utslippet som ikke kommer fra selve prosessen. Dette er selvsagt en forenkling, men det illustrerer nivået for den potensielle reduksjonen. Beregnet på denne måten reduseres utslippet med omkring 5 500 tonn, til en tiltakskostnad på inntil 15 kr /kg NOx, mens et usikkert anslag på tiltakskostnadene for å kunne redusere utslippen fra selve prosessen i sement- og FeSi- og Si-metall produksjonen er omkring 25 kr/kg Nox.

Utslippsreduksjonen for hver sektor av fastlandsindustrien er usikre og mer detaljerte analyser vil kunne endre utslippstallene. Over tid har imidlertid utslippet av NOx vært relativt stabilt for fastlandsindustrien og en samlet beregnet utslippsreduksjon på omkring 5 500 tonn illustrerer størrelsesorden. Likevel vil endringer i produksjonsvolumer, produksjonsteknikker og krav til nye virksomheter i stor grad påvirke hvordan de faktiske utslippene vil være i 2010.

Nedenstående tabell viser potensialet for utslippsreduksjoner og aggregert utslippsreduksjon ved økende kostnad pr kg Nox redusert. Det er knyttet stor usikkerhet både til de kildespesifikke utslippsreduksjonene og kostnadene.

Sektor	**Kostnad**	**Utslippsreduksjon**	**Sum utslipps-reduksjon**
Skip/fiskefartøy	< 15 kr/kg	26.000 tonn	26.000 tonn
Energianlegg	< 17 kr/kg	1.000 tonn	27.000 tonn
Fastlandsindustri	< 15 kr/kg	2.500 tonn	29,500 tonn
Fastlandsindustri	< 25 kr/kg	3 000 tonn	32.500 tonn
Energianlegg	18-56 kr/kg	3.100 tonn	35.600 tonn
Energianlegg	57-150 kr/kg	7.200 tonn	42.800 tonn
Nybygg skip	20 kr/kg	10.000 tonn	52.800 tonn

2 Innledning

2.1 Mandat

Miljøverndepartementet har i brev av 23. mai 2005 til berørte direktorater bedt SFT om å lede en arbeidsgruppe med deltagelse fra Oljedirektoratet og Sjøfartsdirekoratet for å vurdere tiltak som kan bidra til at de norske utslippene av nitrogenoksider (NOx) reduseres slik at Norge kan overholde forpliktelsene i Gøteborgprotokollen innen 2010. Dette betyr at de årlige utslippene av NOx ikke skal overstige 156 000 tonn i 2010. De årlige utslippene må derved reduseres med ca. 45 000 tonn i forhold til utslippsprognosen for 2010.

Formålet er å fremskaffe et best mulig beslutningsgrunnlag for å få gjennomført de mest kostnadseffektive tiltakene og reduksjonspotensialet for de ulike tiltakene må derfor klarlegges. Det skal utarbeides alternative forslag til hvilke tiltak som kan gjennomføres innen

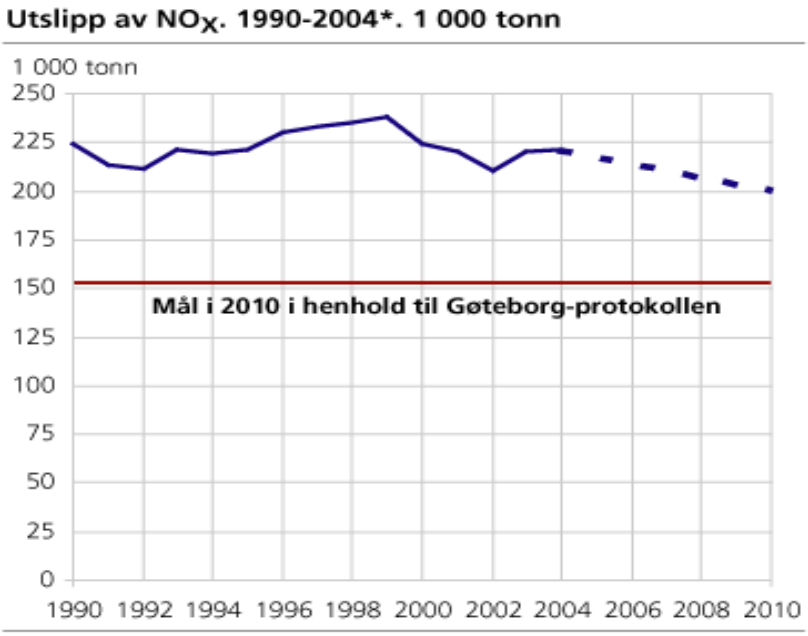
- skipsfart og fiske
- energianlegg offshore og
- fastlandsindustrien

Forslag til utslippsreduserende tiltak skal baseres på dagens utslippsstatus og fremskrivninger av utslipp, kunnskap om mulige tekniske løsninger for å oppnå utslippsreduksjoner, potensialet for utslippsreduksjoner og tiltakskostnader. Tiltaksvurderingen skal ha et detaljeringsnivå mht. oppsplitting i kildekategorier som er egnet som grunnlag for utforming av kostnadseffektive virkemidler. Usikkerheten i tiltakskostnadene skal vurderes.

Arbeidet skal danne grunnlag

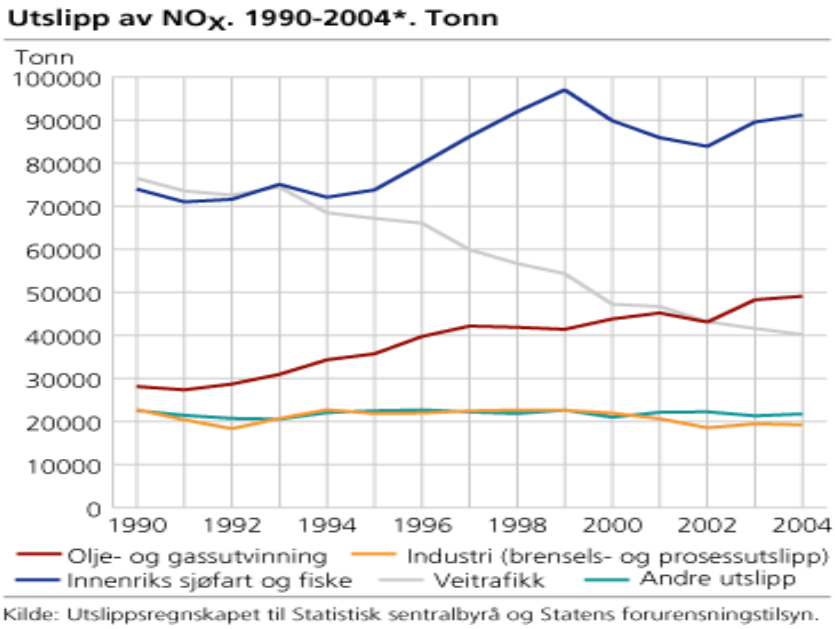
- for utforming av utslippskrav til ulike kilder og
- utforming og bruk av fleksible virkemidler som tredjepartstiltak

2.2 Utslipp av NOx



Kilde: Utslippsregnskapet til Statistisk sentralbyrå og Statens forurensningstilsyn.
Kilde for prognosen: St. meld. nr. 21 (2004-2005) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand.

Figur 2.1 Utviklingen i samlet utslipp av NOx i peoriden 1990 til 2004
Det er ikke laget nye fremskrivninger for utslippene i 2010, men det tas utgangspunkt i beskrivelsen i St.meld. nr 8 (2004-2005) *Perspektivmeldingen 2004, – utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi.* I perioden 1990 til 2004 ble utslippet av NOx bare ubetydelig redusert, fra 224 00 tonn til 221 000, omkring 3 000 tonn.



Figur 2.2 Kildefordelte utslipp i perioden 1990 til 2004.

Fordelingen mellom kildene viser at utslippet fra olje- og gassutvinningen har økt fra omkring 28 000 tonn til 50 000 tonn i perioden fra 1990 til 2004, dvs. at andelen har økt fra 12 % til 22 %. I samme periode har utslippet fra innenriks skipsfart og fiske økt fra 74 000 tonn til omkring 90 000 tonn og utgjør nå 40 % av de totale utslippene. Utslippene av NOx fra disse kildene har bare i liten grad vært regulert. For nye feltutbygginger på sokkelen har det imidlertid vært et krav om bruk av beste tilgjenglige teknikk siden midt på 1990-tallet, noe som har resultert i at ca 25 % av installert turbineffekt (MW) på sokkelen har lav-NOx teknologi.

Strenge krav til utslipp av NOx fra kjøretøy har ført en kraftig nedgang i utslippene fra veitrafikken og andelen er redusert fra 34 % i 1990 til 19 % i 2003. Reduksjonen i utslippene er oppnådd til tross for at det antall kjørte kilometer var vesentlig høyere i 2003 enn i 1990. Mens prosessutslippene fra industrien representerte 6 prosent av NO_X -utslippene i 1990 var denne andelen redusert til 4 prosent i 2003. Altså en forholdsvis liten andel.

Det forventes at fortsatt nedgang i utslippene fra vegtrafikken som følge av ytterligere skjerping av utslippskravene til nye kjøretøy og utskifting av bilparken. Også utslippene fra petroleumsvirksomheten antas å bli redusert etter en topp i produksjonen omkring 2008. Fram mot 2020 forventes en halvering i forhold til nåværende nivå, forutsatt at den samlede petroleumsproduksjonen går ned, jfr *Perspektivmeldingen*. Innen enkelte andre sektorer forventes utslippene å øke som følge av økt aktivitet, men hver enkelt kilde vil utgjøre lite i forhold til totalutslippet.

Tiltakene som gjennomføres som følge av vedtatt politikk vil likevel ikke være tilstrekkelig til å kunne overholde Gøteborgprotokollens krav. Det må derfor gjennomføres utslippsreduksjoner på omkring 45 000 tonn innen innenriks skipsfart og fiske, landbasert industri og energianleggene på sokkelen slik at de samlede utslippene ikke overstiger 156 000 tonn i 2010.

Det er beregnet at de totale utslippene, uten ytterligere tiltak, vil være omkring 162 000 tonn i 2020. Dette skyldes strukturelle endringer i skipsflåten innenlands, en nedgang i olje og gassproduksjonen og effekten av allerede vedtatte virkemidler.

3 Energisystemer på olje- og gassinnretningene til havs

3.1 Plattformens kraftkrevende hovedfunksjoner

Hovedfunksjonen til en olje- og gassproduserende innretning er å foreta prosessering av brønnstrømmen, levere injeksjonsmedium for trykkvedlikehold i reservoaret, boring og drift av brønner samt andre støttetjenester.

De mest kraftkrevende operasjonene på en produksjonsinnretning er normalt injeksjon av vann og gass for trykkvedlikehold av reservoaret og kompresjon av gass for eksport. Andre energikrevende operasjoner er boring av brønner, pumping av olje for eksport og løfting av sjøvann opp på plattformen

3.2 Kraftanlegg på sokkelen

I all hovedsak genereres all elektrisk og mekanisk kraft for drift av innretningene på sokkelen av gassturbiner (Single fuel maskiner). I perioder hvor gass ikke er tilgjengelig, kan noen av disse turbinene også drives med diesel (Dual fuel maskiner).

Totalt er det installert 182 gassturbiner på norsk sokkel med en samlet installert effekt på i underkant av 3200 MW, hvor 81 turbiner benyttes til direkte drift av pumper og kompressorer, og 101 til generatordrift. 86 turbiner er single fuel turbiner og 96 dual fuel turbiner.

Turbinene varierer i størrelse, de fleste er i størrelsesorden 20-30 MW. Av de 182 gassturbinene er 41 stk under 10 MW. Disse enhetene utgjør en liten andel av sokkelens samlede NOx-utslipp, da de fleste står i reserve, kjøres på lav lastgrad eller har lav driftstid og disse enhetene er derfor ikke med i analysen. 9 turbiner er over 10 MW, men ikke i drift. I alt 34 turbiner er utstyrt med lav NO_x teknologi (ca 800 MW installert effekt). Antall turbiner hvor det er gjort tiltaksberegninger er 45. Til sammen blir dette 129 turbiner. De resterende 53 turbinene (182 – 129) er ikke tiltaksberegnet bla fordi det ikke finnes kvalifisert teknologi.

En gjennomgang av operatørenes IPPC-rapporter viser at det er installert en rekke stempelmotorer på sokkelen, men i praksis er driftstiden lav på de fleste av disse motorene. Kun fire av motorene står på innretning med levetid utover 2016, og kun for disse enhetene (23 MW) at det er beregnet tiltakskostnader. Analysen omfatter derved 4 av totalt 24 stempelmotorer.

4 Tekniske tiltak på gassturbiner for reduksjon av NOx utslipp

4.1 Ombygging til Dry Low Emissons (DLE turbiner)

Den foreløpig best utviklede og mest anvendte teknologien for NOx reduksjon er den såkalte DLE (Dry Low Emission), som gir NOx-konsentrasjon under 25 ppm. Den mest anvendte gassturbintypen på norsk sokkel (LM 2500) er kun kvalifisert og utprøvd med DLE-teknologi for ren gassdrift og ikke for kombinert gass- og dieseldrift (dual fuel).

4.1.1 Single fuel gassturbiner som er aktuelle for ettermontering av DLE

Tradisjonelle turbiner (SAC - Single Annular Combustion) har ikke spesielle tiltak for å redusere utslipp av NOx. NOx utslippene fra en SAC turbin er normalt på ca 200 ppm (part per million). Ved å senke forbrenningstemperaturen i turbinene vil en kunne redusere dannelsen av, og derved utslippene av NOx. Virkningsgraden for turbinen vil imidlertid reduseres, spesielt ved kjøring på lav belastning. Den første single fuel DLE turbin på norsk sokkel ble satt i drift i 1998, og det er i dag installert 34 single fuel DLE turbiner på sokkelen. To av disse DLE maskinene er blitt etterinstallert.

Driftskostnadene for DLE-turbinene er tilnærmet som for tradisjonelle SAC-turbiner. Påliteligheten har etter en del oppstartsproblemer blitt forbedret. DLE turbiner er blant annet mer følsomme for endringer i gassens brennverdi, renhet og beskaffenhet enn tradisjonelle SAC turbiner. Brå endringer i lastendringer på plattformens strømnett gir også hyppigere utfall for DLE turbiner.

Siden midt på 1990-tallet er standard SAC turbiner blitt lagt til rette med tanke på eventuell senere ettermontering av DLE, det vil si at det er avsatt nødvendig plass for det noe større DLE brennkammeret. Dette innebærer at behovet for ombygginger av selve turbinpakken og omkringliggende systemer er blitt redusert i forhold de turbiner som ikke er tilrettelagt, hvor betydelige ombyggingsarbeider og lengre produksjonsnedstenging må påregnes.

Studien viser at det er 26 single fuel gassturbiner over 10 MW som ikke har DLE. For disse er ettermontering av DLE teknisk sett mulig basert på eksisterende lav-NOx teknologi. Fire av turbinene er forberedt for ettermontering, det vil si at det er satt av plass for installering av den noe større DLE turbinen. De resterende 22 single fuel gassturbinene er ikke forberedt for ettermontering av DLE.

4.1.2 Ombygging av dual fuel gassturbiner til single fuel med DLE

Behovet for dual fuel gassturbiner, dvs. drift med både diesel og gass, skyldes hovedsakelig at alle innretninger må ha sikker kraftforsyning ved mangel på brenselgass. Dette vil typisk være ved oppstart av kald plattform, periodisk vedlikehold og nedstengninger. Å utstyre den ene generatorturbinen med mulighet for dieselfyring har frem til i dag vært den normale måten å arrangere dette på. Feltspesifikke forhold knyttet til fleksibilitet, driftsstabilitet og driftsøkonomi kan medføre at enkelte innretninger vil ha behov for mer enn en dual fuel turbin.

Dual fuel DLE teknologi for sokkelens mest anvendte gassturbintype (LM2500) er imidlertid ikke kvalifisert for anvendelse til havs. Ut fra et teknisk synspunkt er det imidlertid identifisert 19 dual fuel SAC gassturbiner som kan ha mulighet for konvertering til single fuel DLE. Av disse er seks maskiner tilrettelagt for ettermontering av DLE. Det er stor variasjon mellom de ulike turbininstallasjonene og det vil være store feltmessige forskjeller i

arbeidsmengde og tilhørende kostnader for ombygging av dual fuel SAC gassturbiner til single fuel DLE-drift. Dette må vurderes gjennom detaljerte studier for hver innretning og turbin.

4.1.3 Tidsplan for ettermontering av DLE

Utredning, planlegging og implementering av NOx-reduserende tiltak for innretningene til havs er en omfattende prosess. For tilrettelagte turbinpakker vil etterinstallering av DLE (turbin- og plattform modifikasjoner) kreve ca 7 ukers arbeid til havs, hvorav 4 uker medfører nedstengning av turbinen som kan påvirke olje- og gassproduksjonen. Ombygging av selve turbinen fra SAC til DLE vil normalt utføres ved at gassgeneratoren demonteres og sendes til land for ombygging og testing. Utskiftningsprosessen av gassgeneratoren på plattformen foregår stort sett på samme måte som når gassgenerator skiftes i forbindelse med planlagt vedlikehold (typisk hvert 3 år).

For de turbinpakker som ikke er tilrettelagt for DLE, vil arbeidet til havs være 4-6 måneder. Bestillingstiden for en ny DLE turbin er mellom 6-12 måneder.

4.2 Beskrivelse av mulige tekniske tiltak som ikke er med i analysen

4.2.1 Vann- og dampinjeksjon i gassturbiner (WLE)

Injeksjon av vann- eller damp i gassturbiner sikrer en lavere og mer jevn forbrennings-temperatur i gassturbinens brennkammer slik at NOx dannelsen reduseres og er et alternativ til DLE. Ved vanninjeksjon vil utslippene av NOx avhenge av hvilke vannvolumer som injiseres i turbinen. Økes vannmengden utover det som gir 42 ppm NOx utslipp vil det bli behov for hyppigere vedlikehold av turbinen i forhold til standard SAC turbiner. Det er også usikkert hvordan dette påvirker regulariteten på turbinen. Dampinjeksjon vil kunne gi økt effektuttak fra turbinen og bedre utnyttelse av brenngassen (virkningsgrad) dersom dampen genereres ved bruk av varmegjenvinning fra eksosgassen.

Per i dag er ikke vann-eller dampinjeksjon kvalifisert for bruk til havs og de økonomiske beregningene inkluderer ikke bruk av denne teknologien. På sikt kan denne teknologien utvikles som et alternativ til DLE, spesielt for innretninger hvor lav-NOx tiltak har høye kostnader. Dette kan være innretninger som er utstyrt med dual fuel turbiner eller med turbiner som ikke er tilrettelagt for etterinstallering av DLE. De siste års utvikling innen vanngenereringsanlegg har gjort denne teknologien mer aktuell.

Kvalifisering av teknologi, erfaringer fra pilottesting og vurdering av aktuelle kandidater for vann/dampinjeksjon vil kunne sette begrensninger for implementering i et større omfang for full operativ drift i 2010.

4.2.2 Tekniske tiltak på stempelmotorer for reduksjon av NO_X-utslipp

En av innretningene på norsk sokkel med lang gjenværende levetid, har gassmotorer for kraftforsyning. På denne innretningen er rensing av NOx-utslippene ved bruk av katalysator vurdert og det kan bygges anlegg som fjerner opptil 90 % av NO_X-utslippene. Kostnadsmessige forhold og praktisk erfaring kan medføre en lavere rensegrad. I tillegg vil anlegg for lagring og transport av reduksjonsmiddel kreve betydelig plass.

Det antas at ombygging av eksisterende dieselmotorer til gassmotorer er et lite kostnadseffektivt tiltak. Overgang til gassdrift må derfor baseres på utskifting av hele

motoren, samt å bygge om forsyningssystemet for brennstoff. Ut fra disse forhold antas potensialet på sokkelen å være beskjedent.

4.2.3 Elektrifisering

Mulighetene for elektrifisering av norsk sokkel, dvs kraftforsyning fra land, ble utredet i 2002 Utredningen viste at kostnadene med de forutsetninger som ble lagt til grunn, var høye. Foreløpig er det kun Valhallfeltet, som opereres av BP, med et kraftbehov på 70 MW, hvor det er besluttet at kraftforsyningen skal komme fra land. Under gitte forutsetninger vil elektrifisering også kunne bidra til å redusere utslippene av CO_2.

5 Økonomisk tiltaksanalyse

Dette kapittelet viser tiltakskostnader (kr/kg NOx redusert) for utvalgte turbiner. Det er sett på to tilfeller, som begge forutsetter bruk av kvalifisert teknologi for NOx reduksjon;

- Ettermontering av DLE på 26 single fuel turbiner
- Ettermontering av DLE på 26 single fuel turbiner, pluss ombygging av 19 dual fuel turbiner til single fuel DLE, samt SCR på fire stempelmotorer

5.1 Forutsetninger

- **Avgrensing av tiltaksanalysen**

Analysen omfatter gassturbiner over 10 MW på felt med levetid utover 2010, samt motorer i jevnlig drift på innretninger med forholdsvis lang gjenværende levetid.

- **Tidspunkt for implementering av tiltak**

I analysen er det forutsatt at tiltakene gjennomføres i løpet av 2009, slik at de kan bidra med full effekt til oppfyllelse av Gøteborgprotokollen i 2010. Alle investeringer er lagt inn i 2009, mens fremtidige kostnader er neddiskontert til investeringstidspunktet 2009 (med 7 % rente).

- **Feltlevetid**

Feltlevetid er basert på operatørenes rapportering til revidert nasjonalbudsjett 2005 (RNB 2005), både vedtatte planer og ikke vedtatte planer.

- **Produksjonsprofiler olje og gass**

Operatørenes produksjonsprofiler rapportert til RNB2005 er lagt til grunn i beregningene. Samlet sett betyr dette at produksjonen forventes å nå en topp på 290 mill Sm^3 o.e. omkring 2008 for deretter å falle svakt.

- **Prisforutsetninger**

Olje- og gassprisforutsetninger fra RNB2005 er lagt til grunn i beregningene. Oljeprisen er 300 kroner pr fat for 2005 og 280 kroner for 2006 i 2005 kroner. Den langsiktige oljeprisbanen forutsetter en oljepris på 180 kr regnet i 2005 kroner pr fat fra og med 2011.

- **Investerings- og driftskostnader**

Kostnader for NOx reduserende tiltak på sokkelen vil være avhengig av

- tiltakstype
- type turbin/motor som skal ombygges
- plattformens egnethet for denne operasjonen.

Kostnadene benyttet i studien er basert på materiale og informasjon fra selskapene og fra ulike leverandører. Det påpekes at de faktiske kostnadene vil være feltspesifikke og i stor grad vil avhenge av forhold som plass- og vektkapasitet på plattformen, grad av tilretteleggelse for ombygging og turbinkonfigurasjon.

Tallmateriale viser et betydelig spenn i investeringskostnadene for de ulike tiltakene. Kostnadene som er benyttet i denne studien ligger i den nedre del av intervallet og forutsetter dermed at kun de best egnede innretningene blir ombygget. Denne forutsetning innebærer at operatørene får fleksibilitet til å ettermontere tiltak på innretninger hvor dette er mest kostnadseffektivt. Dette krever detaljerte studier for hver innretning/turbin.

Tallmaterialet som er samlet inn, viser et spenn i kostnader for ettermontering av DLE på tilrettelagte turbiner på 50-200 mill kr per turbin. I tiltaksanalysen er det benyttet en investeringskostnad for ombygging av tilrettelagte turbiner uten lav-NOx (SAC) til single fuel DLE på 63 mill kr. Til sammenligning antas eventuell fremtidig ettermontering av dual fuel DLE, som per i dag ikke er kvalifisert teknologi, å koste 85 mill kr. Basert på disse forutsetninger, vil leverandørens utstyrskostnad utgjøre 70-80 % av totalkostnadene. Dette omfatter utskiftning av gassgenerator til havs og er eksklusiv marine operasjoner, logistikk og modifikasjoner på selve plattformkontrollsystem, jfr tabell 5.1.

Tabell 5.1 Kostnader for ombygging av tilrettelagte turbiner fra SAC til DLE

	Konvertering fra SF/DF SAC til	
Kostnadselementer	SF DLE (mill kr)	DF DLE (Mill kr)
Turbinmodifikasjon - leverandør	50	60
Installasjon/testing - operatør	13	25
SUM ombygging DLE	**63**	**85**

Gassturbiner som ikke er lagt til rette for ettermontering, må derimot ha en omfattende ombygging for å installere DLE. Kostnadene for ettermontering av DLE er anslått til mellom 350 til 600 mill kr pr turbin og i tiltaksanalysen er det benyttet en investeringskostnad på 450 mill kr for denne typen maskiner.

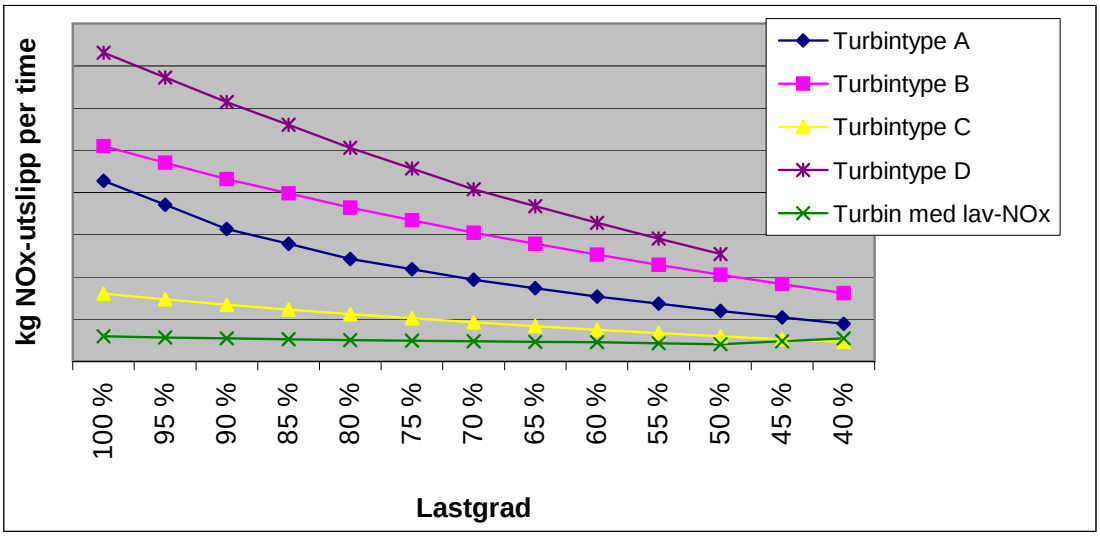
I analysen er det, basert på erfaringsdata, forutsatt at drifts- og vedlikeholdskostnadene er høyere for DLE enn standard SAC maskiner. For single fuel DLE turbiner er det forutsatt 0,5 mill kr per år.

- **Kostnader SCR**

Den totale investerings- og installeringskostnaden for et anlegg på fire motorer er forutsatt til 80 mill kr. Det er forutsatt driftskostnader på 5,5 mill kr/år.

- **Lastgrad/driftstid**

Hvor mye NOx den enkelte turbin slipper ut, er avhengig av turbintype, hvilke effekt som tas ut (lastgrad) og antall driftstimer per år. Figur 5.1 viser NOx utslipp fra ulike typer turbiner og hvordan utslippene varierer med lastgrad. Ved høy last kan en turbin med lav-NOx redusere utslippene med i størrelsesorden 90 % i forhold til standardturbiner. Videre viser figuren at NOx utslippene øker eksponensielt ved høye lastgrader for turbiner uten lav-NOx.



Figur 5.1 Lastgrad og NOx-utslipp for ulike gassturbintyper på norsk sokkel. Hver linje på y-aksen representerer 20 kg NOx pr. time.

Utslippsreduksjonene er beregnet for hver enkelt turbin (med turbinleverandørenes NOx-kurver) på bakgrunn av den driftstiden og lastgraden som selskapene har angitt i "IPPC rapporteringen" våren 2005. Disse dataene er basert på maskinenes kjøremønster i 2004. Dette driftsmønsteret er også lagt til grunn i beregningene av utslippsreduksjoner. Som det framgår av kurvene over, varierer utslippene betraktelig ved forskjellig lastgrad. Dette er derfor en viktig forutsetning i analysene av tiltakskostnad per redusert kilo NOx. En illustrasjon på dette forholdet er at en økning av lastgraden for turbin type D fra 50 til 100 %, vil øke NOx utslippet fra 50 kg/t til 146 kg/t.

- **Metode for kvantifisering av utsatt olje- og gassproduksjon**

Installering av NOx-reduserende tiltak medfører nedetid for produksjonsanlegget og derved utsatt olje- og gassproduksjon, og fremkommer ved;

- Installering av tiltak (DLE turbin)
- Igangkjøring av anlegg

En planlagt vedlikeholdsstans vil normalt ha et fullpakket arbeidsprogram og i denne analysen er det derfor lagt til grunn behov for en separat / utvidet planlagt nedstengning for å installere en DLE turbin. Innretningene kategorisert ut fra reservekapasitet på generator- og kompressorturbinene med følgende kategorier. Gassturbiner uten reservekapasitet medfører 28 dager full nedstengning av produksjon. Gassturbiner med delvis reservekapasitet medfører 2 dager full nedstengning og 26 dager med 30 % redusert produksjon (tilsvarende 9,8 dager full nedstengning). Gassturbiner som har full reservekapasitet medfører 2 dager full nedstengning ("varmt arbeid")

For igangkjøring av anlegg er det forutsatt en ekstra nedstengninger som til sammen gir en dag utsatt produksjon.

5.2 Beregningsmetode for tiltakskostnader

Tiltakskostnadene i dette kapittelet er beregnet etter "annuitetsmetoden". Det betyr at kostnader forbundet med investering og utsatt produksjon fordeles som årlige annuiteter over tiltakets levetid. Drifts- og vedlikeholdskostnadene ved tiltakene oppgis som årlige kostnader.

Ulempen ved annuitetsmetoden er at den kun fokuserer på utslippsnivået i ett gitt år, og ikke i et livsløpsperspektiv. Metoden er derfor best egnet for kilder hvor utslippene varierer lite over tid. Alle kostnader er i faste 2005-kroner, og det legges til grunn en diskonteringsrente på 7 %. Kostnadene er neddiskontert til investeringstidspunktet (2009).

5.3 Resultater

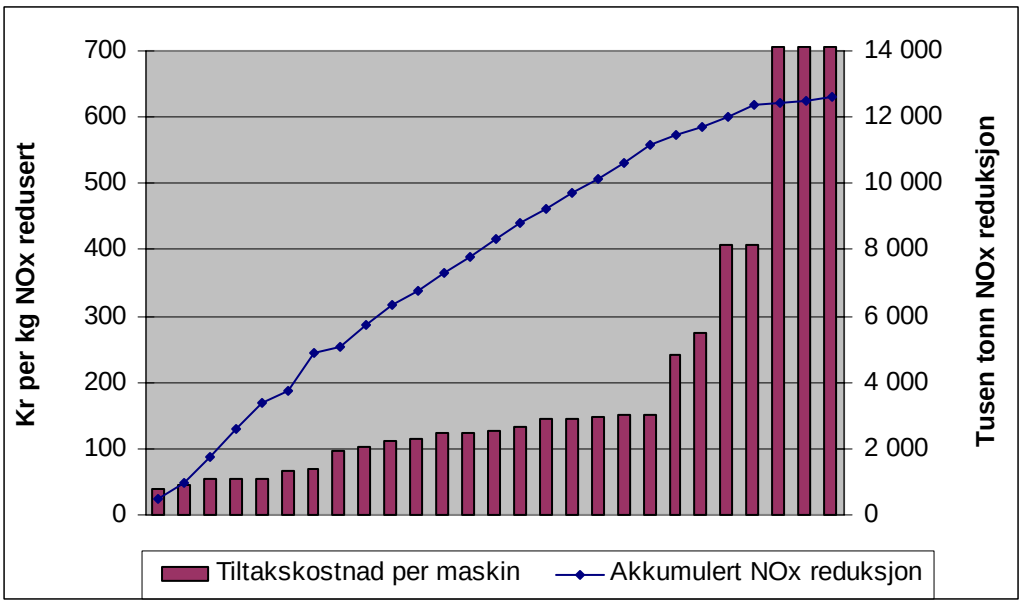
Basert på de nevnte forutsetningene og beregningsmetode er det foretatt en økonomisk tiltaksanalyse for to tilfeller; ettermontering av DLE på eksisterende 26 single fuel turbiner og et tilfelle hvor en i tillegg inkluderer ombygging av 19 dual fuel turbiner til single fuel DLE og installering av SCR på fire stempelmotorer. Det understrekes at det er knyttet betydelig usikkerhet til disse tiltakskostnadene.

5.3.1 Ettermontering av DLE på 26 eksisterende single fuel gassturbiner

På sokkelen er det per i dag installert 26 single fuel gassturbiner med effekt på over 10 MW som ikke har DLE. Tiltakskostnadene for ettermontering av DLE på disse gassturbinene er vist i figur 5.2. Figuren viser at det mest kostnadseffektive tiltaket koster 29 kr per kg NOx redusert, mens det minst kostnadseffektive tiltaket koster over 700 kr/kg.

Analysen viser at det innenfor en tiltakskostnad på 50 kr/kg kan være mulig å redusere utslippene med ca 1 000 tonn NOx, Samlet kostnad vil beløp seg til knapt 400 mill kr. Dette omfatter ettermontering av DLE på to gassturbiner. Åtte gassturbiner har en tiltakskostnad under 100 kr per kg NOx redusert og dette vil gi reduksjon på ca 5 000 tonn NOx: Kostnadene øker da til ca 3,2 mrd kr.

Ved å etterinstallere DLE på samtlige eksisterende 26 single fuel turbiner, er det teknisk mulig å redusere NOx utslippene med 13 000 tonn til en kostnad på ca 13 mrd kr. Denne ombyggingen er kvalifisert som utprøvd teknologi.



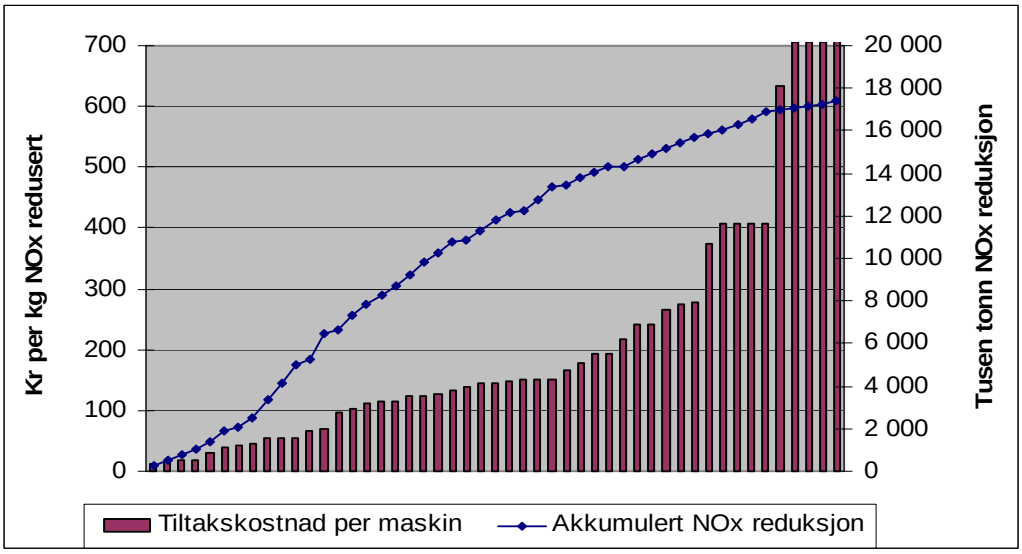
Figur 5.2 Tiltakskostnad og tilhørende utslippsreduksjon ved etterinstallering av DLE på eksisterende single fuel gassturbiner

5.3.2 Ettermontering av DLE på 26 single fuel turbiner og et utvalg av dual fuel turbiner

Dette tilfellet omfatter ombygging av de eksisterende 26 single fuel turbinene, 19 dual fuel turbiner, samt SCR på fire gassmotorer. Ombygging av dual fuel turbiner til DLE er per i dag vurdert til ikke å være kvalifisert som utprøvd teknologi. Det er imidlertid identifisert et potensial på inntil 19 dual fuel turbiner med mulighet for konvertering til single fuel DLE, som er å anse som utprøvd teknologi. I tillegg er SCR aktuelt på en innretning med fire gassmotorer.

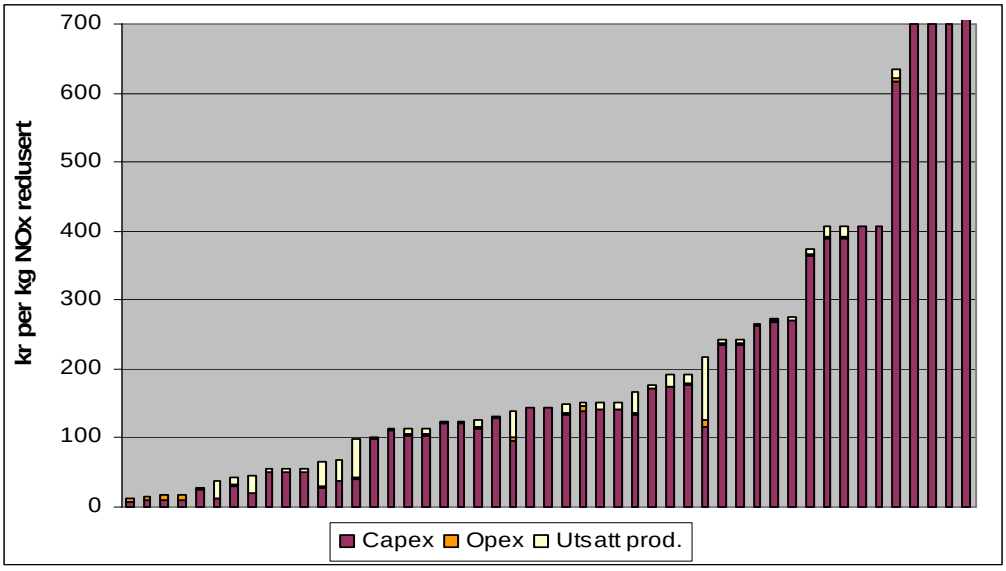
Figur 5.3 viser tiltakskostnad pr installasjon og akkumulert NOx reduksjonen. Analysen viser at det innenfor en tiltakskostnad på 50 kr/kg kan være mulig å redusere utslippene med ca 2 500 tonn NOx. Kostnadene beløper seg til knapt 700 mill kr. Dette omfatter ettermontering av tiltak på åtte maskiner. Innenfor en tiltakskostnad på 100 kr/kg kan det være mulig å redusere knapt 7 000 tonn NOx, til en samlet kostnad på ca 3,5 mrd kr. Dette omfatter tiltak på 15 maskiner.

Analysen viser at ved å etterinstallere DLE på samtlige 49 maskinene, er det teknisk mulig å redusere NOx utslippene med 17 000 tonn. Akkumulert kostnad (nåverdi i 2009) er ca. 19 mrd kr. Denne ombyggingen er kvalifisert som utprøvd teknologi.



Figur 5.3 Tiltakskostnad og tilhørende utslippsreduksjon ved etterinstallering av DLE på single fuel gassturbiner og SCR på motorer.

Figur 5.4 på neste side viser fordelingen av de ulike kostnadselementer, som investeringer (capex), driftskostnadene (opex) og utsatt produksjon bidrar til den samlede tiltakskostnad for hver maskin. Det generelle bildet er at investeringene utgjør den største andelen og at kostnadene ved utsatt produksjon utgjør en vesentlig andel kun for noen få installasjoner. Driftskostnader påløper kun for stempelmotorer pga forbruk av reduksjonsmidler (urea) ved katalytisk rensing.



Figur 5.4 Tiltakskostnad for etterinstallering av DLE på 26 single fuel gassturbiner, 19 ombygde duel fuel turbiner og SCR på 4 gassmotorer.

6 Tiltak på skip i innenriks skipsfart

6.1 Innledning

Det er gjennomført en vurdering av tiltak for reduksjon av NO_x-utslipp fra maskinerier i den seilende norske innenriksflåten samt fartøyer engasjert i fiskeriene. Ulike tiltak er identifisert gjennom direkte kontakt med leverandører så vel som gjennom litteratursøk, samt fra erfaring fra tidligere prosjekter innenfor dette området.

Det eksisterer flere tiltakstyper som enkeltvis eller i kombinasjon kan gi vesentlig NO_x reduksjoner. Disse kan deles inn i fire hovedgrupper:

- Motortekniske tiltak

Dette er tiltak som endrer parametere som kompresjonsforhold, drivstoffinnsprøytningens karakteristikker (tidspunkt og sekvens), lufttilførselens karakteristikker, m.m.

- Motorteknisk ombygging/fornying (MTO)

Dette er større motortekniske inngrep som omfatter en oppgradering av anlegget ved utskifting av ulike enkeltkomponenter. Bruk av fuktighet/ vann i lufttilførsel/ forbrenningskammeret samt resirkulasjon av avgasser (EGR) faller også inn under denne kategorien

- Rensetekniske tiltak

Selektiv katalytisk reduksjon (Selective Cathalytic Reduction - SCR) er det mest anvendte rensetekniske tiltak for reduksjon av NO_x utslipp. Det finnes også andre tiltak som verken krever inngrep i selve maskinanlegget eller endringer i de eksterne driftsparameterne. Såkalt Selective Non Catalytic Reduction – SNCR, er et slikt alternativ

- Alternative drivstoffer

Alternative drivstoff kan inkludere bruk av andre dieseltyper enn de vi forbinner med marine maskinanlegg. Imidlertid er det mest aktuelle alternative drivstoffet i denne sammenheng gass.

6.2 Motortekniske tiltak

6.2.1 Motortekniske tiltak

Dette omfatter endringer av kompresjonsforhold, innsprøytningssystem og lufttilførsel. Dette er noe mer omfattende tiltak som forutsetter fysiske endringer av motoren.

Endring av kompresjonsforhold

Endring av kompresjonsforhold vil være spesielt aktuelt i kombinasjon med forsinket innsprøytningstidspunkt. Forsinket innsprøytningstidspunkt medfører reduksjon av maksimalt forbrenningstrykk og økt drivstofforbruk, men det økte forbruket av drivstoff kan motvirkes ved å øke kompresjonsforholdet. Imidlertid kan økt kompresjonstrykk også medføre at andre motorkomponenter må oppgraderes.

Modifisering av innsprøytning / nye dyser

I tillegg til innsprøytningstidspunktet er innsprøytningsmengde, -trykk og -rate samt fordeling av drivstoffet i brennkammeret av betydning for dannelse av NO_x. Flere og mindre dysehull og et høyt nivå på innsprøytningstrykket vil gi redusert NO_x-utslipp. Dynamisk innsprøyting ved av bruk elektroniske og hydrauliske innsprøytningssystemer gir også bedre muligheter for styring og kontroll av innsprøytningen.

Kombinasjoner av motortekniske tiltak

MaK tilbyr en "RENO$_x$"-pakke. Denne omfatter bytte av stempel, nytt innsprøytningssystem, kamaksel og turbolader. Denne lav-NO$_x$-pakken er allerede inkludert i noen av de nye motorene, og kan ettermonteres i øvrige nye motorer og i enkelte eldre motorer.
Wärtsila tilbyr en pakke bestående av modifisering av kompresjonsforhold, sylinderhode, injeksjonssystem etc. Denne lav-NO$_x$-pakken kan ettermonteres i enkelte motorer (Vasa 32-motorer). Alle Wärtsilas nye motorer tilbys lav-NO$_x$ forbrenningskonsept. NO$_x$-utslippet bringes til et nivå lavere enn IMO-kravet ved hjelp av forsinket innsprøytningstidspunkt, høyt kompresjonsforhold, høyt innsprøytningstrykk og optimalisert ventilstyring og brennkammerutforming.
MAN Alpha Diesel har et opplegg for NO$_x$-optimalisering av fartøy i drift som hovedsakelig består av endring av kompresjonsforhold, justering kamaksel og redusert ladelufttemperatur.

- Anvendelighet

Kombinasjoner av motortekniske tiltak i form av "tiltakspakker" spesifisert av motorleverandørene er anvendbare i ulik grad avhengig av maskinanleggets alder, tilstand og fartøyets maskinarrangementer samt operasjonsmoduser. For eksisterende hurtigløpende mindre motorer er tiltakene lite aktuelle pga høye kostnader i forhold til nytte.

- Reduksjonspotensialer og driftsmessige forhold

Lav-NO$_x$-pakkene til Wärtsila oppgis å kunne redusere NO$_x$-utslippet med 30 % og drivstofforbruk med 2 - 5 %. MaK opplyser at deres RENO$_x$-pakke medfører utslippsnivåer som tilfredsstiller IMO-kravene, men at drivstofforbruket vil øke med 1 - 2 %. For kombinerte tiltak oppgir MAN Alpha Diesel en NO$_x$-reduksjon på omkring 20 % uten økning av drivstofforbruket. Ingen leverandører har gitt opplysninger om endringer i utslipp av HC, CO og partikler.

Selv om leverandørene opplyser at kombinasjonene av tiltak ikke medfører endringer i vedlikeholdsbehov og levetid på motorene må dette ses i lys av garantiansvar og at det likevel er rimelig å anta at kombinasjoner av tiltak har en positiv effekt på driftskostnader og levetid.

- Kostnader

Forsinkelse av innsprøytningstidspunktet kan utføres av servicemontør fra motorfabrikant eller autorisert verksted, eller eventuelt av maskinister på større fartøy. Rolls Royce har antydet en kostnad på om lag 1 mill kr for en motorteknisk justering som innebefattet å øke kompresjonstrykket, forsinket innsprøytningstidspunkt, temperaturregulering av ladeluft og tilpasning av turbolader.

Reduksjon av ladelufttemperatur kan for enkelte fartøy oppnås ved endret termostatinnstilling på eksisterende ladeluftkjøler. For fartøy med hurtigløpere kan ettermontering av ladeluftkjøler være aktuelt dersom dette mangler. Driftskostnadene ved lavere ladelufttemperatur kan reduseres noe som følge av redusert drivstofforbruk. Forsinket innsprøytningstidspunkt vil gi økte drivstoffkostnader som kan følge av økt drivstofforbruk (ca 3 % økning).

Investeringskostnadene for kombinasjoner (pakker) av tiltak vil variere mellom fartøy. Anslag for investeringskostnader er oppgitt til 250 000 – 500 000,- kr. for MAN Alpha Diesels NO$_x$-optimalisering på eksisterende motorer. MaK har oppgitt investeringskostnader for RENO$_x$-pakken på 0,8 – 1 million kr. for en av sine eldre motorer (M453C, sekssylindret). MaK

opplyser videre at nye motorer med fabrikkmontert RENO$_x$-pakke vil gi nær uforandret investeringskostnad sammenliknet med motorer uten RENO$_x$-pakke.
Wärtsilas lav-NO$_x$-pakke for oppgradering av eksisterende motorer (medium speed to-takter, Wickman) er oppgitt til ca 75.000,- kr per sylinderenhet. Hyppigst forekommer disse maskineriene i 4- og 6-sylilnders versjoner.

Merk at ingen av disse kostnadsoverslagene inkluderer selve installasjonen. Videre regnes tiltakene implementert i forbindelse med vanlig vedlikehold.

Endringer i driftskostnader vil forholde seg til endringer som følge av drivstofforbruk. Det må antas å ligge vesentlige besparelser i vedlikeholdskostnader i første periode etter denne type tiltak. Videre vil maskineriet fremstå som oppgradert som øker forventet levetid.

6.2.2 Rensetekniske tiltak - SCR

Selektiv katalytisk reduksjon (SCR) er den mest benyttede metoden for rensing av NO$_x$ i røykgass/eksosgass. Ved tilsetning av urea eller ammoniakk reduserer NO$_x$ til N_2 og H_2O. Prosessen krever et temperaturområdet på 270 til 500 °C. Erfaringsmessig er metoden kritisk spesielt med hensyn til nedre temperaturgrense. I tillegg til katalysator som sørger for reduksjon av NO$_x$, kan også et oksidasjonssteg inkluderes, noe som gir betydelig reduksjon av HC, CO og partikler.

Et SCR-anlegg består i tillegg til SCR-reaktoren av tank, pumpe og kontrollsystem for dosering av ammoniakk/urea.

- Anvendelighet

SCR er normalt velegnet for installasjon i eksisterende fartøyer med ulike effekter og maskinkonfigurasjoner, men for enkelte fartøy kan vekt og plass være kritiske faktorer.
Det finnes ingen nedre effektgrense for hvor SCR-teknologien er teknisk sett uegnet. Imidlertid øker kapitalkostnadene per kW kraftig for lave effekter. Flere leverandører antyder en praktisk nedre effektgrense på ca 300 – 500 kW.

- Reduksjonspotensialer

Det er teknisk mulig å oppnå NO$_x$-reduksjon på over 95 % ved installasjon av SCR-anlegg. For å beregne investeringskostnadene vil det ofte være hensiktsmessig å legge reduksjonsnivået noe ned sammenlignet med maksimal kapasitet (til 85 – 90 %).

Et SCR-anlegg kan bidra til økt utslipp av ammoniakk og drivhusgassen N_2O (lystgass), men ved bruk av et oksidasjonssteg elimineres dette. For øvrig reduseres også utslippet av hydrokarboner (HC), karbonmonoksyd (CO) og sotpartikler (i størrelsesorden 70 – 90 %).

- Driftsmessige forhold

Det normale temperaturområdet for aktuelle SCR-anlegg ligger fra 270 °C til 500 °C, som vil kunne oppnås i de fleste fartøy. Enkelte ferger har for kort driftstid til å oppnå riktig temperatur og faktisk reduksjonseffektivitet blir derfor redusert. Ved installasjon av en etterbrenner vil avgasstemperaturen økes og bidra til bedre drift av SCR-anlegget. Imidlertid vil dette øke kostnader så vel som utslipp av andre avgasskomponenter.

Katalysatoren taper effektivitet over tid bl.a. fordi tungmetaller i eksosgassen gir belegg på katalysatorflatene. Elementer med belegg kan imidlertid skiftes ut enkeltvis. Mens høyt innhold av svovel tidligere har skapt driftsproblemer, opplyser produsentene om

tilfredsstillende driftsforhold også for tyngre bunkersoljer. Enkelte SCR-installasjoner har vært i drift i 35 000 timer uten nedsatt kapasitet og uten at katalysatormateriale er skiftet. Betydelig nedsatt kapasitet på katalysatoren kan oppstå etter 2-5 års driftstid, men altså avhengig av katalysatorens volum og generelle driftsforhold.

- Investeringskostnader

Investeringskostnader for SCR anlegg vil ligge i størrelsesorden ca. 300 000 NOK – 600 000 NOK pr. MW.på eksisterende fartøyer. Installasjonskostnader og off-hire er ikke tatt med i disse tallene. I den videre beregningen er investeringskostnadene multiplisert med 2 for å kompenserer for dette. For bøyelastere er installasjonskostnadene noe høyere og derfor vil investeringskostnadene bli multiplisert med tre for disse fartøyene i det videre arbeidet.

- Driftskostnader

Driftskostnadene er en funksjon av NO_x reduksjonen og ligger på ca. 3,5 kr. kg NO_x redusert. Merk at installasjonskostnader kommer i tillegg. Disse kan overskride utstyrskostnaden med flere faktorer.

- Teknisk levetid

Hovedkomponenten i et SCR-anlegg er selve reaktoren og de mest forurensningsbelastede delene av katalysatoren må skiftes etter hvert som effekten avtar. Katalysatorelementene er typisk garantert til 20 000 timer, men det er flere eksempler på katalysatorer som fungerer godt selv etter 40 000 timer. Katalysatorens øvrige komponenter vil normalt ha like lang levetid som motorens tekniske levetid.

6.3 Beskrivelse av mulige teknologier for reduserte utslipp.

6.3.1 Eksosgassresirkulering (EGR)

Ved resirkulering av eksosgass (EGR) benyttes en liten andel av avgassene fra forbrenningsprosessen og injiserer denne tilbake via ladeluften for å øke dens termiske kapasitet. Eksosen som benyttes, tas ut etter turbolader og kjøles over en varmeveksler. Filtrering via en kompressor eller vifte benyttes før gassen reinjiseres. Filteret vil ikke klare å fjerne alle partiklene og noe partikulært materiale vil derfor følge med inn i forbrenningskammeret. Dette kan avsettes på sylinderveggene og ødelegge smøreoljefilmen. Effekten av dette øker som funksjon typisk av drivstoffets innehold av svovel (inkludert korrosjonsmekanismer).

EGR normalt medfører en moderat økning i drivstofforbruket. EGR har få eller ingen operasjonelle referanser. Det er rimelig å anta at teknologien ikke vil være kommersielt tilgjengelig som et alternativt i et overkommelig tidsvindu.

6.3.2 Tilsetning av vann

Tilsetning av vann til forbrenningen kan bidra til redusert utslipp av NOx. Vannet oppvarmes og fordampes i sylinderen, og bidrar dermed til å transportere bort varme. Redusert temperatur i sylinder fører til redusert dannelse av NOx.

- Vanninjeksjon

System for direkte vanninjeksjon har svært lite plassbehov, og kan installeres på enkelte eksisterende motorer. Tiltaket innebærer imidlertid et inngrep på selve maskinanlegget og må

gjennomføres etter spesifikasjoner fra motorprodusent. Imidlertid er maskinanlegg med direkte innsprøytning lite i bruk og det finnes få referanser på slike installasjoner i drift. Direkte innsprøytning i Wärtilas motor bidrar til å redusere NO_x-utslippet med 50 – 60 %. Drivstofforbruket antas å være omtrent uendret. Tiltaket gir ingen negative effekter på motorkomponenter, men kan gi nedslag av vann på sylinderveggene og dermed skade smørefilmen med økt sylinderslitasje som resultat.

For direkte vanninnsprøytning opererer Wärtsila med investeringskostnader på 75 - 220 kr/kW.

- HAM - Vann/damptilførsel i ladeluft

HAM-systemet består av et befuktningstårn som kan erstatte ladeluftkjøleren, samt nødvendig utstyr for å mate befuktningstårnet med vanndamp. Systemet benytter spillvarme fra maskinanlegget til produksjon av damp med basis i sjøvann.

Potensialet for NO_x-reduksjon oppgis å være over 70 %. Konseptet er utprøvd på små hurtigløpende dieselmaskinerier så vel som på større maskinanlegg (passasjerfergen Mariella opererer med et slikt system under insentivordningen innført i Sverige).

Det foreligger begrensede driftserfaringene for HAM-systemet. Det er imidlertid erfart at sjøvannets innhold av natrium kan utgjøre et problem, da motorene er følsomme for økning i natriuminnhold i inntaksluften. HAM-anlegg krever mye plass og systemet kan ikke monteres på fartøy med begrenset maskinromsstørrelse. Det foreligger foreløpig ikke relevante kostnadsdata. Systemet markedsføres ikke lengre og det er rimelig å anta at HAM-teknologien ikke er et reelt alternativ for å redusere utslippene av NOx.

- Vannemulsjon

Vannemulsjon medfører bedret forbrenning med lavere brennoljeforbruk, renere motor og redusert utslipp av partikler, HC og CO. Dette har sammenheng med at forstøvningen av oljen blir mer effektiv i det vanndråpene vil være omgitt av en oljefilm som sprenges og forstøves når vannet fordampes. Det er ingen vesentlige vedlikeholdsmessige ulemper ved vannemulsjon.
Ved vannemulsjon øker NO_x-reduksjonen med økende vanninnhold. Typisk reduseres NO_x-utslippet med 20 til 25 % ved et vanninnhold på 20 til 25 %. MAN B&W , som har utført en rekke forsøk med vannemulsjon, opplyser at 20 til 30 % NO_x-reduksjon er oppnådd på moderne motorer uten at drivstofforbruket har økt, mens Ulstein Bergen (Rolls Royce Marine) og Caterpillar oppgir henholdsvis 10 % og 3 % reduksjon av NO_x-utslippet ved forsøk med vannemulsjon på deres installasjoner.

Reduksjonspotensialet er teoretisk begrenset men har også praktiske rammer. Det volumet som vannet opptar i det ”nye” drivstoffet må erstattes ved økt drivstofftilførsel for å oppnå samme ytelse. På eksisterende maskinerier vil en eventuell utskifting av brennolje tilførselssystemet bli relativt omfattende.

Investeringskostnader for et komplett ferdig installert vannemulsjonsanlegg (med motoreffekt inntil 3 MW) er anslått av leverandører til anslagsvis 400 000 – 1000 000 kr. (Ulstein Bergen (Rolls Royce marine), pluss kostnadene til installasjon. Driftskostnader utgjøres hovedsakelig av kostnader relatert til øket forbruk av vann. Drivstoffutgifter vil ikke eller i liten grad påvirkes.

I noen grad kan påregnes noe øket vedlikeholdsomfang ved tilsyn av selve emulsjonsanlegget. Imidlertid gir emulsjonsdrift normalt en lengre standtid på enkelte komponenter grunnet reduserte avsetninger og redusert dannelse av sot.

Emulsjonsanlegg har svært liten utbredelse som tiltak for NO_x reduksjon. Systemer som har vært i drift lenge er oftest installert for å redusere avsetninger av sot i maskineriet. Disse systemene opererer med svært liten vannandel. Anlegg for ren NO_x reduksjon, altså med høyt innslag av vann, er kun unntaksvis i drift. De anleggene som har vært i drift for dette formålet kan ansees som test-anlegg

6.3.3 Alternative drivstoffer og gass

Det finnes ingen alternativer til standard bunkersolje som vil redusere utslippet av NOx i særlig grad. Drift av skip med gass brukes på et mindre antall fartøyer innen oljevirksomheten og fergedrift. Det er videre under bygging et mindre antall ferger for gassdrift. Tilgjengelighet på gass og sikkerhetsaspektet er hovedbarrierer for økt bruk av gass. Foreløpig er infrastrukturen ikke tilstrekkelig mens de nasjonale reglene for skip med gassdrift er av særlig betydning for fergene.

Otto Gass Motoren av ”lean burn” typen bruker kun gass som brennstoff og har de siste ti årene gjennomgått store forbedringer, slik at energieffektiviteten er svært god og utslippet av NOx er mindre enn 1.5 g/kWh, eller omkring 10 % av NO_x-utslippet fra en medium-speed dieselmotor. I tilegg reduseres utslippet av SO_2 og partikler nesten til null og CO_2-utslippet med ca. 25 %.

Kostnadene for en ”lean Burn” gassmotor vil ifølge Ulstein Bergen være 20-30% dyrere enn en tilsvarende konvensjonell dieselmotor, ekskl. lagringssystem for gass. De mest attraktive anvendelsesområder synes derfor å være fartøy som gasstankere, produksjonsskip etc. som ikke krever ekstra lagringstanker eller gassbunkringsfasiliteter i havnene. Selv om byggekostnadene er høyere, reduseres vedlikeholdsutgiftene betydelig sammenliknet med en dieselmotor. Ombygging til gassdrift i eksisterende skip er svært kostbart og er ikke nærmere utredet.

Rederiet Eidesvik har erfaringer både med ombygging til gassdrift og dieseldrift med katalysator, SCR. Drivstoffkostnadene for fartøy med gassdrift er omkring 60 % av kostnadene for fartøy med dieseldrift og katalysator. Den store forskjellen skyldes både forbruk av urea og en høy dieselpris. Redusert mengde NOx er omtrent på samme nivå, 140 tonn/år med SCR og 150 tonn/år for gassdrift. Kostnadseffektiviteten er beregnet til 21 kr/kg NOx ved bruk av SCR I følge disse vurderingene far Eidesvik ville en pris på 20 kr /kg NOx være tilstrekkelig til å dekke inn merinvesteringen på 45 mil kr for et supplyskip på gassdrift.

6.3.4 Brenselcelleteknologi

En brenselcelle fungerer omtrent som et batteri, bortsett fra at den trenger ikke oppladning. Den kjemiske energien lagret i et drivstoff (naturgass, LNG, metanol, hydrogen etc.) omdannes i en svært energieffektiv prosess til strøm. Med hydrogen som drivstoff er eneste utslipp vanndamp og varme. Benyttes naturgass eller metanol kommer i tillegg utslipp av CO_2, men redusert med 40-50% i forhold til konvensjonelt maskineri.

Firmaet MTU i Tyskland har levert omtrent 30 brenselcellemoduler for landbasert kraftproduksjon. MTU benytter seg av smeltekarbonatteknologi, og er blant de leverandører som har kommet lengst når det gjelder kommersialisering av sine produkter. *FellowSHIP*

programmet bygger videre på deres teknologi. Utfordringen består i at dagens brenselcelleteknologi ikke fullt ut møter de krav som stilles i mange industrielle anvendelser. Grunntanken bak *FellowSHIP* er å utvikle systemløsninger som lukker avstanden mellom dagens teknologinivå og de industrielle funksjonskrav. Frem til 2008 vil fokus være i forbindelse med kvalifisering av et brenselcelle kraftaggregat på 350kW om bord i skip.

De miljømessige og kostnadsmessige konsekvensene av brenselcelleanlegg om bord på forsyningsfartøy og bilfrakteskip er allerede gjennomført og resultatene gjengis nedenfor.

Prosjektet har vurdert to tilfeller;
i) å erstatte hjelpemotorer i et større lasteskip som opererer internasjonalt, og
ii) erstatte all kraftproduksjon i et forsyningsfartøy i Nordsjøen.

Et offshore forsyningsfartøy som opererer med brenselceller til all strømforsyning og fremdrift vil ha årlige reduserte NOx utslipp på 180 tonn.

Et bilfrakteskip (car carrier) som opererer med brenselceller til strømforsyning kun (ikke fremdrift) vil ha årlige reduserte NOx utslipp på 6.4 tonn.

FellowSHIP har utviklet norskpatenterte systemløsninger for hybridkombinasjon av brenselceller og konvensjonell teknologi som vil gi 50 % redusert drivstofforbruk. Siden anlegget benytter forbrenningsmaskineri i kombinasjon med brenselceller, vil et slikt anlegg ha elementer av NOx utslipp fra forbrenningen, avhengig av type forbrenningsmaskineri, og i hvor stor grad en benytter slikt maskineri. Et slikt anlegg kan imidlertid ha visse operasjonelle fordeler sammenlignet med et anlegg kun bestående av brenselceller.

Den videre analysen tar imidlertid utgangspunkt i et fullstendig brenselcelleanlegg med LNG som drivstoff, som dermed vil oppnå null utslipp av NOx, SOx, partikler, uforbrente hydrokarboner med mer, og redusere CO2 utslipp med 40-50%.

Investeringskostnad for et slikt komplett brenselcelleanlegg om bord i et forsyningsskip på 7MW vil i 2010 være rundt 196 mill kroner. Anlegget vil erstatte et eksisterende dieselmotoranlegg på ca. 30 mill. kroner. Ekstra investeringskostnad i forhold til dagens teknologi er da ca. 166 mill. kroner.

I prosjektets utregninger er det videre benyttet at en øket investering på 166 mill kroner vil medføre et behov for øket dagrate inntjening på ca. 66.000 kroner pr. døgn over skipets levetid. Det er benyttet en rente på 5 % og en levetid på 15 år.

I 2010 er det forventet at et rent brenselcelleanlegg kan levere en energivirkningsgrad (fuel-til-strøm) på ca. 50 %. Dette utgjør en virkningsgradforbedring på ca. 30 % i forhold til dagens dieselmaskineri. Dette vil medføre lavere drivstoffkostnader, i tillegg til den kostnadsreduksjonen som følger av lavere pris på LNG enn på olje. For det forsyningskipet brukt under denne utregningen vil dette bety bidrag fra sparte drivstoffutgifter på omlag 18.000 kroner pr. døgn.

Dette betyr at den delen av tilleggsraten som må dekkes inn som NOx kostnad må være minimum 48.000 kroner. Med reduserte NOx utslipp 493 kg pr. dag (180 tonn i året) gir dette en enhetskostnad på 97 kroner pr. kg redusert NOx.

Det er antatt en stadig synkende pris på brenselcelleteknologi etter hvert som kommersialiseringen tar fart og produksjonsvolumene øker. Projeksjoner for 2020 basert på innhentede tall fra ledende brenselcelleprodusenter i Europa tilsier enhetskostnad på 42 kroner pr. kg redusert NOx. Det er i denne analysen brukt energipris på 4500 og 3150 kroner pr. tonn for henholdsvis marin gassolje og LNG.

6.4 Vurdering av de ulike reduksjonstiltakene

Insentivordningen i Sverige for å øke bruken NO_x-reduserende tiltak viser at 32 av 41 fartøyer benytter SCR. Ytterligere 3 fartøyer benytter SCR i kombinasjon med andre tiltak. De øvrige fartøyene oppnår reduksjoner ved bruk av gassturbinanlegg, HAM samt ved en såkalt ”Magnetizer”. Den totale reduksjon oppnådd gjennom tiltakene i disse 41 fartøyene er på om lag 42 000 tonn.

Den praktiske erfaringen med implementering av NOx reduserende tiltak viser at SCR-teknologien er den dominerende, mens bruken av andre teknologier har et lite og helt ubetydelig omfang som bidrag for å redusere utslipp av NOx. Dette kan skyldes driftsmessige forhold knyttet til teknologien, men også manglende insentiver; økonomiske og juridiske.

7 Forutsetninger for beregning av utslippsreduksjon og tiltakskostnader

7.1 Metode for beregning av utslipp fra ulike fartøykategorier

Norsk innenriks flåte inkludert fiskefartøyer, kjennetegnes av mange enheter med individuelle karakteristikker. Det er ikke gjennomført detaljstudier av spesifikke fartøyer her. Tiltak med påfølgende reduksjonspotensialer er fremkommet ved å dele fartøygruppen inn i undergrupper. Disse er så behandlet individuelt. I dette arbeidet er det tatt hensyn til installasjonskarakteristikker, størrelse på maskinanlegg samt driftsmønster. Dette er faktorer som vil avgjøre om et teknisk tiltak er egnet, bl a vil en del tiltak kreve plass og en viss lastrate for å være effektive.

Analysen har identifisert typiske enheter i ulike segmenter/operasjoner og benyttet definerte gjennomsnittelige operasjonsmoduser. Disse beregningene er så aggregert opp til å omfatte den respektive gruppe av fartøyer. Samme metodikk er lagt til grunn ved vurdering av alternative tiltak.

Det er kun eksisterende skip og tilgjengelige teknologier anvendbare i slike (ettermontering) som er blitt vurdert i studiet. Videre er kun tiltak på hovedmotor gjort gjenstand for vurderinger. Det har blitt gjennomført tiltak på enkelte fartøy allerede. Dette gjelder svært få enheter og det er derfor ikke tatt hensyn til dette i analysen.

Utenforliggende faktorer som konjunkturvariasjoner i de ulike segmentene samt variasjoner i oljepriser, kan ha en effekt på driftsintensitet og dermed det faktiske utslipp. Det er derfor usikkerheter knyttet til å anslå et reelt reduksjonspotensial fra sektoren da dette vil variere med drivstofforbruk fra år til år.

Fartøygruppene vurdert i dette arbeidet er delt i tre hovedkategorier:

- Fiskefartøyer
- Ferger og passasjerskip
- Fartøyer i innenriks skipsfart

Den videre vurderingen har tatt utgangspunkt i den norske innenriksflåten over 100 BRT. Denne teller til sammen over 1500 fartøyer. Fiskeflåten og passasjerskip er de to største sektorene med henholdsvis 543 og 401 fartøyer, som til sammen derved utgjør omkring 2/3-deler av hele innenriksflåten. Tabell 7.1 viser antall skip i hver hovedkategori hvor tiltaksgjennomføring er vurdert og antall skip som er aktuelle for gjennomføring av tiltak.

Tabell 7.1. Oversikt over antall fartøy som er vurdert og andelen som er aktuell for tiltak inne hver fartøykategori.

	Fiskefartøy	Ferger, passasjerskip og hurtigbåter	Fartøy i innenriks skipsfart	Samlet, alle fartøy
Antall skip som er vurdert	292	157	170	619
Antall skip hvor tiltak er aktuelt	188 (62 %)	112 (71 %)	170 (100 %)	470 (76 %)

Gjennomsnittlig levealder for den norske innenriksflåten er anslagsvis 25 år. En rekke tiltak vil normalt være lettere tilgjengelig og ofte bedre egnet i mer moderne maskinanlegg. Erfaringer med tiltak vurdert for eldre maskinanlegg har belyst en rekke forhold som virker kompliserende og dermed skaper usikkerhet med hensyn til tiltakets effekt, ved siden av at kostnadene øker. Selv om eldre maskinanlegg som regel har et større reduksjonspotensial enn nyere maskinerier, vil antatt kortere gjenværende levetid også måtte tas i betraktning ved en vurdering av implementering av tiltak. Den høye gjennomsnittsalderen for skip i norsk innenriks skipsfart samt fiskeriene vil altså begrense potensialet for utslippsreduksjoner.

På denne bakgrunn er det i denne analysen antatt at tiltak i motoranlegg bygget før 1990 generelt vil være mindre aktuelle å gjennomføre. Dette skyldes både praktiske og tekniske begrensninger i mulighetene for motortekniske inngrep, i tillegg til kostnadsmessige årsaker i forhold til antatt gjenværende levetid. Likevel vil det med sannsynlighet være kostnadseffektive tiltaksprosjekter også i de eldre fartøygruppene.

Tiltak for fornyelse av flåten i seg selv kan ses på som et selvstendig utslippsreduserende tiltak. I kap. 11.3 er det teoretiske potensialet for utslippsreduksjoner for nybygg nærmere omtalt.

7.2 Kostnadsmodell

Følgende forutsetninger er lagt til grunn i kostnadsmodellen benyttet i arbeidet;

- Valgt diskonteringsrente er 7 %
- Alle investeringene har en avskrivningstid på 25 år

Annuitetsfaktor $$A_{r;T}^{\rightarrow} = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$$

Annuitetsfaktor = 0,085

8 Fiskeflåten

8.1 Generelt om fiskeflåten og forutsetninger for beregnet utslipp

Den gjennomsnittelige alder på den norske fiskeflåten er ca. 23 år. Det registrerte antall fartøy innenfor denne gruppen er høyt. Det er mange mindre fartøyer av til dels høy alder og et stort antall drives uregelmessig. Disse har mindre installert ytelse og representerer følgelig mindre utslipp og det antas derfor lite aktuelt å iverksette tiltak på fiskefartøy under 20 m.

Denne analysen inkluderer derfor kun fiskefartøy registrert i Norge med lengde over 20 m med maskinanlegg bygget i tidsintervallet 1990 frem til 2000, samt tilsvarende fartøygruppe bygget etter 2000. Denne inndelingen er begrunnet i at utslippene fra fartøy bygd etter 2000 skal følge de skjerpede utslippskravene i MARPOL Annex VI og det antas derfor at nytten av investeringen i forhold til kostnadene vil være noe mindre enn for de noe eldre skipene. Maskinbytte er relativt vanlig i noen segmenter i fiskeflåten og byggeår er dermed ikke nødvendigvis relevant m.h.t. maskinanleggets byggeår.

- Forbruk av drivstoff og utslipp av NO_x

Med utgangspunkt i oppgitt drivstofforbruk er et gjennomsnittelig daglig forbruk beregnet i forhold til størrelse. Med utgangspunkt i dette samt erfaringstall relatert til spesifikt drivstofforbruk for de aktuelle motortyper, er uttatt effekt per fartøy for hver kategori beregnet. Av dette er utslipp av NO_x for kategorien beregnet per fartøy og aggregert til den respektive størrelsesklasse. Det er også forutsatt at deler av flåten kun er i delvis drift, fra 200 driftsdøgn per år for de mindre fartøyene til 285 døgn per år for de større.

- Maskinanlegg

Mens de minste båtene gjennomgående har hurtigløpende maskinanlegg er medium-speed installasjoner mer vanlig på de større båtene. Hurtigløpende maskinanlegg har typisk kortere levetid og er bl a pga størrelsene, mer anvendelige i mindre fartøyer. Slike anlegg har ofte kortere levetid enn fartøyet. Utskiftninger underveis i fartøyets operative liv er derved ikke uvanlig. Jo større fartøyet er, jo sjeldnere inntreffer slike utskiftninger.

- Reduksjonspotensialer og aktuelle tiltak

Reduksjonspotensialene i de ulike alders- og størrelseskategoriene varierer som funksjon av flere parametere. For de eldste mindre fartøyene kan et reduksjonstiltak være bytte av maskineri. Imidlertid synes dette uhensiktsmessig all den tid dette allerede er en tendens i dette segmentet (dette vil likevel inntreffe av andre årsaker på de best egnede fartøyene) samt at disse utslippene er relativt små.

Generelt har de eldste fartøyene det største reduksjonspotensialet. Noen av de eldre installasjonene står imidlertid i fartøy med relativt sett langt høyere alder og en kost/ nytte vurdering tilsier at disse er lite aktuelle for tiltak.

8.1.1 Tiltak i fiskefartøy over 60 m

Fartøy over 60 m lengde, bygget i perioden 1990 frem til 1999 utgjør i alt 34 enheter som sammen står for 35 % av flåtens totale utslipp. De nyere tilsvarende fartøyene (24 enheter bygget i eller etter 2000) har en tilsvarende andel på om lag 20 %. Det må antas at hovedandelen innen dette segment kan utrustes med SCR under forutsetning av at en vesentlig andel av drivstofforbruket produserer avgasser med tilstrekkelig høye avgasstemperaturer og at urea er tilgjengelig.

Beregnet reduksjonspotensialet ved implementering og bruk av SCR-avgassrensing om bord i 80 % i denne lengdegruppen med en effektivitet på 90% basert på behandling av 70% av drivstofforbruket, vil være 3344 tonn per år. (SCR i 46 fartøy). Dette gir om lag 73 tonn årlig reduksjon per installasjon.

En andel av de eldre fartøyene i segmentet bygget etter 1990 (som ikke har gjennomgått et maskinbytte) vil kunne være aktuelle for en motorteknisk oppgradering. Siden disse ikke er eldre enn fra 1990, vil potensial for utslippsreduksjoner etter et slikt tiltak være tilsvarende begrenset. Det er antatt at samtlige av de resterende fartøyene vil kunne være gjenstand for slik motorteknisk oppgradering. Med en antatt lik utslippsreduksjon i hele belastningsområde på 15 %, vil dette gi en reduksjon innen denne gruppen på 18,5 tonn årlig per installasjon. Aggregert omfatter dette om lag 7 enheter og utgjør samlet ca. 130 tonn/ år.

Dersom tiltak skissert over iverksettes, vil 53 av 58 fartøyer i gruppen ha reduserende tiltak implementert. Den totale aggregerte utslippsreduksjonen for segmentet er 3474 tonn/ år.

8.1.2 Tiltak i fiskefartøy mellom 40 og 60 m

De eldste fartøyene i denne kategorien står for henholdsvis 19 % (1990 – 2000) og 7 % (2000 – 2005) av segmentets totale utslipp.

Etter en nærmere vurdering av sammensetningen i gruppen antas at om lag 20 enheter bygget mellom 1990 og 1999 med sannsynlighet vil kunne benytte teknologien under tilsvarende forutsetninger som for de identifisert i gruppen over 60 m lengde. Tilsvarende tall for de nyere fartøyene ligger på 12. Samlet gir dette et potensial på henholdsvis om lag 800 og 360 tonn, til sammen 1160 tonn.

Samtlige av de øvrige fartøyene i 1990 – 2000 gruppen antas å kunne ombygges, men en andel av disse har allerede utskiftede maskinenheter. Når det tas hensyn til fartøyets alder antas potensialet for motortekniske ombygginger å omfatte 15 enheter. Aggregert utgjør disse tiltakene et reduksjonspotensial på om lag 140 tonn. Motortekniske tiltak på den resterende andel av nyere fartøyer i gruppen er vurdert som lite hensiktsmessig.

Dersom tiltak skissert over iverksettes, vil 47 av 55 fartøyer i gruppen ha reduserende tiltak implementert. Den totale aggregerte utslippsreduksjonen for segmentet er; 1300 tonn/ år.

8.1.3 Tiltak i fiskefartøy mellom 25 og 40 m

Ved gjennomgang av fartøyene i de to gruppene er det etter tilsvarende vurderinger som redegjort for over funnet at henholdsvis 20 (1990 – 2000) og 10 (2000 – 2005) enheter er aktuelle for implementering av SCR-anlegg. For denne fartøygruppen er plassforhold om bord begrensende for å implementere tiltak. Disse tiltakene gir isolert en aggregert reduksjon på henholdsvis 275 og 120 tonn.

Det er videre antatt at motortekniske ombygninger kan gjennomføres på henholdsvis 22 (1990 – 2000) og 6 (2000 – 2005) av fartøyene. Dette gir et aggregert bidrag til reduksjoner fra fiskeflåten på respektive 70 og 17 tonn.

Dersom tiltak skissert over iverksettes, vil 58 av 73 fartøyer i gruppen ha reduserende tiltak implementert. Den totale aggregerte utslippsreduksjonen for segmentet er 482 tonn/ år.

8.1.4 Tiltak i fiskefartøy mellom 20 og 25 m

Denne gruppen består av over 100 enheter og er derved den største i antall for potensielle tiltak, men denne gruppen representer kun omkring 5 % av flåtens totale utslipp.
En rekke av fartøyene i denne gruppen er potensielle for installasjon av SCR. Selv om tilstrekkelig plass kan være et problem anslås at om lag 20 av de største i gruppen 1990 til 2000 og 8 for de yngre fartøyene er egnet for slik installasjon. Dette gir et aggregert bidrag til reduksjoner fra fiskeflåten på respektive 84 og 28 tonn.

En rekke av maskinanleggene i de eldre fartøyene er av hurtigløpende type. Det er antatt at det spesifikke utslippet fra disse er relativt sett lavt. Det er få leverandører som tilbyr oppgraderingspakker for slike anlegg. Dette sammen med den økende frekvens av utskifting av maskinanlegg gjør det mindre aktuelt å gjennomføre motortekniske ombygginger av maskineriene både for yngre og eldre i denne størrelsesklassen.

Dersom tiltak skissert over iverksettes, vil 30 av 106 fartøyer i gruppen ha reduserende tiltak implementert. Den totale aggregerte utslippsreduksjonen for segmentet er 112 tonn/ år.

8.2 Oppsummering - fiskefartøy

Av totalt 543 norskregistrerte fiskefartøy over 100 BT har denne analysen vurdert tiltak på 292 båter (53 %) og av disse er 188 fartøy vurdert som aktuelle for tiltaksgjennomføring. Dette representer kun 1/3 av den samlede fiskeflåten. De resterende 2/3 er i hovedsak båter under 20 meter, mens 104 båter (292 - 188) antas å være lite aktuelle for tiltaksimplementering. Oppsummering av samlet utslippsreduksjon for hver enkelt størrelsesgruppe fremgår av tabell 8.1. Data om fartøyene er hentet fra Fiskeridirektoratets fartøyregister.

Tabell 8.1 Fiskefartøyer over 20 m med maskininstallasjoner bygget i eller etter år 1990

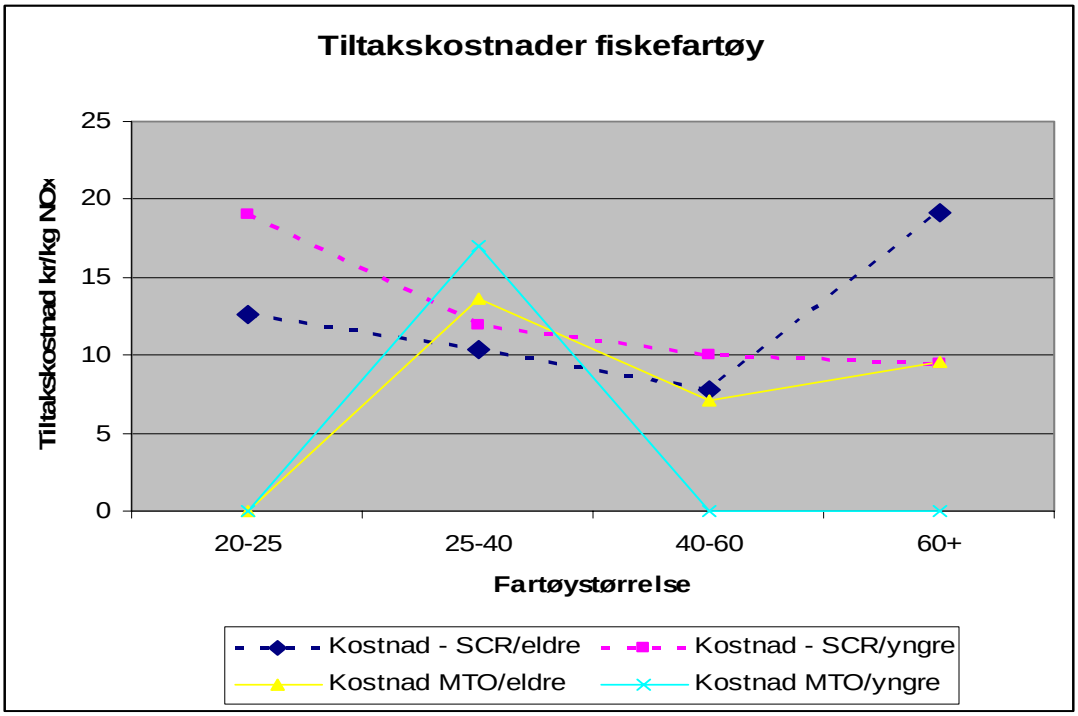
Byggeperiode, maskineri	1990 – 2000				2000 – 2005			
Fartøystørrelse (m)	20-25	25-40	40-60	60+	20-25	25-40	40-60	60 +
Totalt antall i hele fiskeflåten	155	133	102	53	30	28	18	24
Antall vurdert for tiltak	76	45	37	34	30	28	18	24
Tiltaksandel (%)*	49	34	36	64	100	100	100	100
MTO/SCR/Ingen tiltak	0/20/0	22/20/3	15/20/2	7/27/0	0/8/0	6/10/12	0/12/6	0/19/5
Reduksjon SCR tonn/år	84	275	800	1971	28	120	360	1387
Reduksjon MTO tonn/år	--	70	140	130	--	17	--	--
NO_x (t) per fartøy per år	6,7	21,7	61,4	124	5,0	19,4	46,3	101
NOx (t) per str.gruppe per år	511	976	2273	4214	148	539	832,5	2421
Totale Investeringskostnad MNOK	9,2	34,9	46,9	136,8	5,6	16	26,2	89,7
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) (MTO/SCR)	0/ 12,6	13,6/ 10,4	7,1/ 7,8	9,6/ 19,2	0/ 19,0	17,0/ 11,9	0/ 10,0	0/ 9,5
Reduksjonspotensialer basert på tiltak SCR og MTO:	84	345	940	2100	28	137	360	1387
	Samlet for hele fiskeflåten 5381 tonn.							

* Andelen er beregnet av det totale antall fiskefartøyer for den respektive størrelsesgruppe.

** Turtallsområdet for hovedmaskineriene basert på gjennomsnittsinstallasjoner.

Som det fremgår av tabellen er motortekniske tiltak vurdert å være særlig aktuelt for de eldste fartøyene. For denne fartøygruppen varierer tiltakskostnadene fra noe over 7 kr/kg NOx til 14 kr/kg NOx. For yngre fartøy er motortekniske tiltak vurdert som aktuelt på kun 6 fartøy til en kostnad på 17 kr/kg NOx. Montering av SCR er vurdert som aktuelt tiltak for alle deler av fiskeflåten med en tiltakskostnad som varierer mellom 8 og 19 kr/kg NOx.

Figur 8.1 på neste side viser tiltakskostnadene for hhv. SCR og MTO fordelt etter fartøystørrelse og alder. Bortsett fra de eldre største fartøyene viser tiltakskostnadene generelt en avtagende tendens ved økende størrelse. Den høyeste kostnaden ved installasjon av SCR er på de minste fartøyene. Dette kan forklares med at kostnadene for installering er uavhengig av båtstørrelse, men potensialet for utslippsreduksjon er mindre for de minste fartøyene enn for de større. Derved blir kostnadene pr kg NOx høyere for de minste fartøyene.



Figur 8.1 Tiltakskostnader for SCR og MTO fordelt etter fartøystørrelse og alder.

9 Passasjerskip

9.1 Gruppering av passasjerskipene

I denne analysen er passasjerskipene delt inn i ytterligere tre fartøyskategorier som en følge av ulikt driftsmønster og motorytelser.

- Riksvegferger
- Hurtigfartøy
- Øvrige passasjerskip

Riksveifergene er definert som egen gruppe med bakgrunn i de særordninger som gjelder fergene knyttet til riksveinettet. I alt inngår ca. 46 fartøyer i denne gruppen I tillegg inngår det 24 hurtigfartøy fra både riksvegnettet og private redere. Videre er det 52 øvrige passasjerskip som har blitt vurdert. Denne gruppen består av store Ro-Ro/passasjerskip og andre mindre passasjerskip over 100 brt. Hurtigruta er medtatt i denne kategorien med åtte fartøyer.

Det er foretatt en gjennomgang av alle fartøyene med slik status med fokus på driftsmønster, maskininstallasjoner, drivstofforbruk, alderssammensetning m.m..

10 Ferger

10.1 Sammensetning av fergeflåten

I alt inngår 46 fartøyer i denne gruppen som opereres av 17 selvstendige fergerederier. Fartøyene er maskinelt ofte oppdatert med henblikk på driftssikkerhet og er i utgangspunktet tilpasset og bygget individuelt for definerte overfarter. Grunnet lang levetid, gjennomsnittsalderen er nå på 21 år, endringer i vegnettet og i trafikkgrunnlaget, samt et konkurransefremmende konsesjonssystem, er mange av fartøyene ombygget, oppgradert og/ eller flyttet til andre samband.

- Forbruk av drivstoff og utslipp av NO_x

Det er foretatt en gjennomgang av fartøyenes driftsmønster, maskininstallasjoner, drivstofforbruk, alderssammensetning m.m. Fartøyenes operasjonelle mønster er fastlagt og drivstofforbruket i ferge- og passasjerskipsflåten er relativt stabilt fra år til år. Uten at det gjennomføres utslippsreduserende tiltak vil flåtens samlede utslipp av NO_x vil være stabilt eller svakt fallende.

- Maskinanlegg i fergeflåten

Fartøyene har stor representasjon av medium speed hovedmotorer og domineres av relativt få typer. Wärtsilä, Bergen Diesel (Ullstein Bergen/ Rolls Royce Marine) og Caterpillar benyttes på omkring 60 % av skipene. Alpha, Mitsubishi og MWM er også sentrale leverandører for flåten. Samlet har disse leverandørene omlag 90 % av motorinstallasjonen i dette segmentet.

- Reduksjonspotensialer for fergeflåten

Fergeflåten er utstyrt med maskinanlegg som er nokså like og det ligger derved til rette for å at leverandørene kan tilby MTO-pakker med lite behov for tilpasninger.

Fergenes driftsmønster og fartøyenes hovedkarakteristikker sammen med deres alder indikerer potensialer for generell energieffektivisering ved andre tiltak enn de motortekniske. Flåten vil kunne bidra til et generelt redusert drivstofforbruk ved systematiske endringer av propeller/ skroginteraksjon. Slike tiltak må vurderes individuelt. På eksisterende fartøyer, der slike muligheter er tilstedet, vil kost-/nyttevurderinger begrense omfanget.

Implementering av SCR anlegg på ferger er i denne vurderingen anslått til å gi en reduksjon på 90 % av den tiden motoren går på 25 % last eller mer. Ut fra operasjonsprofilen gir dette et reelt reduksjonspotensial på 80 %. Det er forutsatt at fergene ligger til havn i 30 % av tiden de er i drift.

10.2 Oppsummering - riksvegferger

Reduksjonspotensialet for riksvegfergene er noe under 4 000 tonn ved SCR-tiltak på hele flåten og omkring 1000 tonn ved implementering av MTO, jfr. tabell 10.2-1.

Montering av SCR på de utvalgte fergene viser at
kostnadene pr kg redusert NOx i gjennomsnitt ligger omkring 7,50 kr, mens tilsvarende kostnad for motortekniske tiltak er beregnet til 6 kr.

Tabell 10.2-1 Reduksjonspotensialet for riksvegfergene.

Riksvegferger			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
46	135013	4 917	3 952	983
Investeringskostnad MNOK/fartøy			2,2	1,3
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			7,5	5,9

10.3 Hurtigfartøy

- Maskinanlegg på hurtigfartøyene

Maskinkonfigurasjonen på hurtigflåten er stort sett utrustet med hurtigløpende maskinerier og den dominerende maskinleverandøren er MTU. NO_x-reduserende tiltak på slike maskinerier er lav NO_x-konfigurerte enheter fra leverandører, men også tiltak som SCR. Hurtiggående fartøyer er som regel vektsensitive. Dette vil kunne begrense denne type tiltak, spesielt i relasjon til de mindre enhetene.

Disse fartøyene har en ganske intens operasjonsmodus og opererer ofte ruter med flere hyppige stopp.

- Reduksjonspotensialer for hurtigfartøyene

Hurtigfartøyene består både av privateide ”uavhengige” fartøy og de som er knyttet til Vegdirektoratet. Detaljert data har blitt gitt fra Vegdirektoratet, og disse dataene er grunnlaget for driftsprofilen som er anvendt her for alle fartøyene.

Tabell 10.3-1 viser reduksjonspotensialet for SCR og motortekniske tiltak under forutsetning av 100 % implementering av hvert av tiltakene. Kostnadseffektiviteten ved bruk av SCR er 7,5 kr/kg NOx mens tilsvarende beregning for motortekniske tiltak gir en kostnadseffektivitet på vel 6 kr/kg NOx.

Tabell 10.3-1: Reduksjonspotensialet for hurtigfartøy

Hurtigbåter			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
44	101184	3 382	2 884	676
Investeringskostnad MNOK/fartøy			1,8	1,1
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			7,5	6,2

10.4 Øvrige passasjerskip

- Maskinanlegg på de øvrige passasjerskipene

De øvrige passasjerskipene varierer både i størrelse, alder og maskinerityper. Imidlertid er de fleste litt større fartøyene utrustet med medium-speed anlegg. Tallmaterialet er basert på gjennomsnittsverdier.

- Reduksjonspotensialer for de øvrige passasjerskipene

De øvrige passasjerskipene består også av privateide ”uavhengige” fartøy og de som er knyttet til Vegdirektoratet. Driftsprofiler for denne fartøygruppen er etablert på bakgrunn av informasjon fra flere ulike kilder og denne tilnærmingen medfører at vurderingene blir relativt grov.

I tabell 10.4-1 er reduksjonspotensialet for de ulike tiltakene summert opp under forutsetning av 100 % implementering av hvert av tiltakene. Kostnadseffektiviteten for bruk av SCR og motortekniske ombygginger er på hhv 8,6 og 5,1 kr/kg NOx.

Tabell 10.4-1 Reduksjonspotensialet for øvrige passasjerskip

Øvrige passasjerskip			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
24	83264	3 174	1532	635
Investeringskostnad MNOK/fartøy			2,7	1,6
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			8,6	5,1

11 Fartøyer i kystfart

11.1 Sammensetning av denne fartøygruppen

Kystfartøyene over 100BT bygget etter 1990 i NOR-registeret utenom fartøyene som inngår i de øvrige fartøykategoriene, består av omlag 170 enheter. Den største enkeltgruppen av disse er lasteskip i nasjonal kystfart.

Inn under denne gruppen behandles i utgangspunktet alle NOR-registrerte kystfartøyer som ikke er inkludert i de øvrige gruppene. Disse fartøyene er delt inn i følgende grupper:

- Fartøygruppe I; Lasteskip
- Fartøygruppe II; Bøyelastere
- Fartøygruppe III; Forsyningsfartøy
- Fartøygruppe IV; Beredskapsfartøy (Standby/rescue)

- Maskinanlegg i flåten

Fartøygruppe I. Lasteskip omfatter et bredt spekter av typer med store variasjoner i ytelser, driftsintensitet o.l. som påvirker vurderingene knyttet til mulighetene for tiltaksimplementering. Maskinanlegg representert er stort sett medium-speed motorer og denne fartøygruppen representerer det minste utslipp av NO_x og dermed det minste potensial for utslippsreduksjoner.

Fartøygruppe II representerer bøyelasterne i Nordsjøen. Av 600 fartøy representerer 20 av disse mer enn 15 % av flåtens totale ytelse. Store homogene enheter taler for gode muligheter for koordinerte prosjekter som vil gi god kostnadseffektivitet. Bøyelasterne går også utenfor norsk sokkel. Det antas derfor at bare et fåtall av disse fartøyene er aktuelle for tiltak i denne sammenheng fordi de ofte går til utenlandsk havn fra norsk sokkel.

Fartøygruppe III og IV er offshorefartøyene som hovedsakelig er tilknyttet forsynings-, sikkerhets og oppdragstjenester. Ofte er fartøyene kombinasjonsenheter som kan benyttes i flere funksjoner. Driftsprofiler vil påvirkes av dette. Imidlertid er maskinromsinstallasjonene i fartøyene på norsk sokkel relativt like.

- Forbruk av drivstoff og utslipp av NO_x

Kystflåten varierer stort i forhold til fartøystørrelser, maskinanlegg og driftsstruktur. Det foreligger ingen god oversikt over drivstofforbruk for lasteskip, men forbruket for de øvrige fartøykategoriene er lettere tilgjengelig.

- Reduksjonspotensialer

Den nasjonale kystflåtens store variasjon i alderssammensetning, fartøystørrelser og anvendelsesområder vil innebære en stor utfordring dersom det søkes en bred satsing på høy-effektive metoder. Slike metoder er ofte komplekse og krever en større grad av kompetanse hos operatøren eller hos rederen. I denne gruppen av fartøyer er rederiene ofte små og har begrensede ressurser.

Bøyelastefartøyene og øvrige fartøyer som betjener oljevirksomheten offshore består av relativt nye skip, installasjonene er bedre definerte og mer entydige, samtidig som organisasjonene er vesentlig større og ressurssterke. Dette tilsier en vesentlig høyere implementeringsfrekvens enn i kystflåten.

I tabell 11.1-1 nedenfor er det oppsummert reduksjonspotensialer for de ulike fartøygruppene i det aktuelle flåtesegmentet. Reduksjonspotensialet er beregnet under forutsetning av 100 % implementering for hvert tiltak. Tiltakenes kost/nytte for alle fartøy innen denne gruppen er alle beregnet til å ligge godt under 10 kr/kg NOx.

Tabell 11.1-1 Reduksjonspotensialer for fartøyer i kystfart.

Forsyningsfartøyer			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
62	506609	14600	10 911	2 920
Investeringskostnad MNOK/fartøy			6,4	3,7
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			7,5	5,6

Bøyelastere			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
21	314491	15 669	11 709	3 134
Investeringskostnad MNOK/fartøy			17,5	6,7
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			7,6	3,2

Beredskapsfartøy			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
38	75388	6 649	5 418	1 330
Investeringskostnad MNOK/fartøy			5,3	3,1
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			8,2	7,5

Lasteskip			Reduksjonspotensial (tonn)	
Antall fartøy	Ins. Kw	Utslipp (tonn)	Tiltak 100% SCR	Tiltak 100% MTO
49	42914	1 950	1 626	390
Investeringskostnad MNOK/fartøy			0,7	0,4
Kost/nytte (NOK/Kg NOx) =			6,7	4,3

12 Vurdering av reell utslippsreduksjon for kystflåten

12.1 Fartøy over 100 brt bygget etter 1990.

Det totale utslippet og reduksjonspotensialet ved bruk av SCR og/eller motorteknisk tiltak er beregnet med utgangspunkt i skip med maskinerier bygget etter 1990 av størrelse over 100 brt. Disse er gjengitt i tabell 12-1. Det totale utslippet som omfattes av denne analysen er noe over 62 000 tonn. De største bidragene kommer fra bøyelastere, forsyningsskip og fiskeflåten med hhv. 25, 23 og 20 %., mens utslippet pr fartøy er størst for bøyelastere, forsyningsskip og beredskapsfartøy. Utslippet fra det enkelte fiskefartøy bidrar svært lite.

For implementering av tiltak om bord i seilende (eksisterende) skip i dag, er det i realiteten kun to tiltak som er direkte tilgjengelige, henholdsvis avgassrensing (SCR) og motorteknisk ombygging (MTO). Hvis det gjennomføres SCR-tiltak på hele innenriksflåten vil utslippene teoretisk kunne reduseres med nesten 43 000 tonn. Gjennomsnittlig utslippsreduksjon pr. fartøykategori er da ca. 70 %. Hvis det alternativt foretas motortekniske ombygginger på alle fartøy vil reduksjonen kunne bli omkring 10 000 tonn. Det er her lagt til grunn en lik reduksjon for alle fartøygrupper på 20 %. Disse to tiltakene kan derfor i denne sammenheng ikke uten videre adderes, men må mer ses på som to alternativer.

Kostnadene ved full implementering av SCR er beregnet til 320 mill. kr. Dette gir en gjennomsnittlig kostnad på 7,46 kr/kg NOx. Kostnadene ved motorteknisk ombygging er beregnet til noe over 50 mill.kr, som gir en gjennomsnittlig kostnad på 4,80 kr/kg NOx.

Tabell 12-1 Beregnet utslipp og reduksjonspotensialet ved bruk av SCR eller MTO på skip med maskinerier bygget etter 1990 av størrelse over 100 brt, samt fiskefartøy over 20 meter.

Fartøy kategori	Antall fartøy	Beregnet utslipp	SCR tiltak	MTO tiltak	Kost SCR	Kost MTO
Benevning		**Tonn NOx/ år**	**Tonn NOx/år**	**Tonn NOx/år**	**KNOK**	**KNOK**
Fiskefartøy, store	100	11 915*	4 412	332	25 854 [1]	90 [1]
Fiskefartøy, små	192	11 915	549	41	4139 [2]	4 [2]
Riksvegferger	46	4 917	3 952	983	29 640	5834
Hurtigbåter	44	3 382	2 884	676	21 700	3448
Passasjerskip	24	3 174	1 532	635	13 183	3218
Forsyningsfartøy	62	14 600	10 911	2 920	81 671	16 207
Bøyelastere	21	15 669	11 709	3 134	89 534	9906
Beredskapsfartøy	38	6 649	5 418	1 330	44 166	9915
Lasteskip	49	1 950	1 626	390	10 920	1658
Totalt	**576**	**62 255**	**42 992**	**10 441**	**320 806**	**50 280**

* Totalt potensial for hele fiskeflåten

[1] Tall tilsvarende som for beredskapsfartøy er benyttet

[2] Tall tilsvarende som for forsyningsfartøy

Det er foretatt en mer detaljert studie for fiskefartøy enn for de øvrige skipene, men de samme forutsetningene er lite egnet til å beregne potensiell utslippsreduksjon for de øvrige skipene pga den store forskjellen mellom fiskeflåten og de øvrige fartøyene i norsk innenriksfart. Det er derfor foretat en mer fartøyspesifikk vurdering av muligheter og begrensninger i forhold til blant annet generell egnethet, motorstørrelse, operasjonsmønster med mer. Beregnet

utslippsreduksjon på denne måten vil derved bli mer reell. For bøyelastere må det også tas hensyn til at de kun er noen få som opererer mellom norsk sokkel og norsk havn, og som er relevant å ta med i denne analysen.

Beregningene fremgår av tabell 12-2. Beregnet reduksjon ved denne tilnærmingen vil bli omkring 25 000 tonn hvis SCR implementeres, som er omkring 18 000 tonn mindre (43' tonn – 25' tonn) enn det teoretiske potensialet. Tilsvarende reduksjon ved motorteknisk ombygging er ca 1 500 tonn eller bare 14 % av det teoretiske potensialet. Fordi det her er foretatt en spesifikk vurdering av hver fartøygruppe og en antatt fordeling mellom SCR og MTO, vil disse utslippsreduksjonene kunne adderes, slik at samlet NOx reduksjon blir 26 500 tonn.

Denne tilnærmingen betyr at den potensielle utslippsreduksjonen blir betydelig mindre innenfor fartøygruppene bøyelastere, riksvegferger og hurtigbåter. Bare bøyelastere alene representer et redusert potensial på omkring 10 000 tonn. Pga de spesielle forholdene som bøyelastere opererer under, vil det være riktigere å legge denne beregnete reduksjonen til grunn, altså 1 650 tonn. Riksvegfergenes potensielle utslippsreduksjon er også langt mindre ved denne tilnærmingen. Dette begrunnes i ugunstige operasjonsmønstre, korte overfarter og lav temperatur på avgassene og derved redusert effekt ved bruk av SCR.

Imidlertid påvirkes den gjennomsnittlige tiltakskostnaden i liten grad av denne endringen. Den justerte reduksjonen har en gjennomsnittlig tiltakskostnad på 7,37 kr/kg NOx ved bruk av SCR og 4,70 kr/kg NOx ved motorteknisk ombygging.

Tabell 12-2 Justert reduksjon.

Fartøy kategori	**Justert, SCR ***	**Justert, MTO ***	**Kost SCR ** Justert**	**Kost MTO Justert**
Benevning	**Tonn NOx/år**	**Tonn NOx/år**	**KNOK/år**	**KNOK/år**
Fiskefartøy, store	4412	332	25 854	90
Fiskefartøy, små	549	41	4139	4
Riksvegferger	988	354	7410	2088
Hurtigbåter	1342	262	10 065	1624
Øvrige Passasjerskip	1458	27	12 539	138
Forsyningsfartøy	9550	183	71 625	1025
Bøyelastere	1650	-	12 540	-
Beredskapsfartøy	4343	255	35 612	1913
Lasteskip	764	59	5119	254
Totalt	**25 056**	**1 513**	**184 903**	**7136**

* Justerte resultater for hver fartøykategori, andelen av de to tiltakene er beskrevet under delkapitlene til hver av fartøykategoriene

** kostnadene er basert på kost/nytte verdiene som er gitt for hver fartøykategori

12.2 Potensialet for utslippsreduksjoner for skip bygget før 1990 og skip mindre enn 100 brt (20 meter for fiskefartøy)

Totalutslippet av NOx fra innenriks skipsfart er av SSB beregnet til å være ca. 90.000 tonn pr. år. Samlet utslipp fra fartøyene som omfattes av den gjennomførte studien er ca. 62.000 tonn. Av det resterende utslippet på 28.000 tonn NOx representerer mobile rigger et utslipp på ca 7.000 tonn og utslipp fra sjøforsvarets aktivitet ca. 1500 tonn. Det er altså ikke foretatt noen nærmere vurdering av mulighetene for å redusere utslippet på 19.000 tonn NOx. Det må antas en stor del av dette er utslipp fra skip bygget før 1990 og/eller skip som er mindre enn 100 brt. Imidlertid er denne forskjellen på 19.000 tonn usikker fordi utslippene er beregnet på to ulike måter. Mens SSB beregner utslipp fra fartøyer ut fra aktivitetsdata (forbruk av drivstoff) og utslippsfaktorer, er utslipp i denne analysen beregnet ut fra operasjonsmønster og motortype for de enkelte fartøykategoriene. Imidlertid er andelen som kan forklares ut fra dette forhold vanskelig å tallfeste.

Utslippet fra fiskefartøyer større enn 15 meter er av SSB beregnet til ca. 23.000 tonn i 1998, mens utslippet i denne analysen er beregnet til 12.000 tonn for fiskefartøy større enn 20 meter og nyere enn 1990. Men når det tas hensyn til at det er omkring 700 fiskefartøy mellom 15 og 20 meter uansett alder, er det gjennomsnittlige utslippet pr fartøy omkring halvparten i SSBs beregning sammenliknet med denne analysen. Dette skulle tilsi at beregnet utslipp for fiskefartøy i denne analysen mer er over- enn underestimert.

Det er imidlertid godt samsvar mellom beregningene til SSB og denne analysen for ferger. Mens SSB har beregnet utslippet til 5.100 tonn utslippet i denne analysen er beregnet til 4.900 tonn for skip nyere enn 1990. Gjennomsnittsalderen for ferger er forholdsvis høy og potensialet for reduksjon fra eldre ferger er svært lite.

Beregnet utslipp fra bøyelastere og forsyningsskip er derimot betydelig høyere i denne analysen enn SSBs beregning. Ved den foretatte justeringen av utslippet for denne fartøygruppen som er gjengitt i tabell 11-2, er det større samsvar mellom de to beregningene.

Det realistiske potensialet for reduksjon av NOx fra skip før 1990 vil uansett beregningsmåte være relativt lite når det tas hensyn til at alle fartøyene allerede vil være eldre enn 20 år i 2010 og det er rimelig å anta at flere av disse vil bli tatt ut av drift i stedet for at tiltak gjennomføres. Dessuten vil flere av fartøyene gå ut av drift frem til 2010 slik at potensialet for utslippsreduksjon reduseres ytterligere.

Fartøy mindre enn 100 brt er beregnet av SSB til 1800 tonn for gods og standbyfartøy, mens for fiskefartøy er det beregnet et utslipp på 4000 tonn for skip mindre enn 15 meter. Store deler av denne fiskeflåten på ca. 7000 fartøy er i deltidsdrift og selv om det årlige utslippet er vanskelig å beregne vil det være svært lavt sammenliknet med andre fartøy, anslagsvis mellom 20 og 30 tonn pr. år.

12.3 Potensialet for utslippsreduksjoner for nybygg

Nye skip kontraheres løpende innenfor de ulike fartøykategorier. Utskiftningstakten styres i stor grad av utviklingen i markedet. Innenfor de enkelte segmenter er det en jevn årlig utskiftning av den eldre flåten. Lønnsomheten innenfor innenriks skipsfart og fiske varierer mye. Dette gjenspeiles i gjennomsnittlig levealder. Fiske- og fergeflåten består gjennomgående av eldre fartøy og behovet for utskiftning er her stort. Andre fartøy som

bøyelastere og supplyflåten er stort sett nyere skip. Alle skip med tradisjonell fremdriftsmotor som er kontrahert frem til nå, tilfredsstiller kun IMO-kravene for NOx utslipp. Kun noen få skip med gassdrift har et lavere NOx utslipp. Skip som allerede er kontrahert og nye kontrakter som avtales den nærmeste tiden vil være leveringsklare i løpet av 2007. Gjenværende tid for eventuelt å implementere strengere krav vil derved være 3 år.

Netto-utslippsreduksjon fremkommer ved differansen mellom utslipp fra gamle skip som erstattes med nye skip. Det foreligger imidlertid ingen gode oversikter som viser hvor stor denne reduksjonen faktisk er og vil utvikle seg, men det kan gjøres antagelser på bakgrunn av historiske data og forventet utvikling. I fremskrivningene som er gjort i *Perspektivmeldingen* er det forutsatt en årlig energieffektivitetsbedring på 1 %. Derved ligger denne netto-utslippseffekten inne i beregningene for samlet utslipp i 2010 allerede og kan derved ikke inkluderes som reduksjoner også i denne analysen.

Med utgangspunkt i antall registrerte nybygg i 2003 for de ulike fartøykategorier kan et teoretisk potensial for utslippsreduksjon for nybygg frem til 2010 beregnes. Ved å benytte samme prosentvise reduksjon, 70 % for nybygg som for eldre skip, vil den årlige utslippsreduksjonen kunne bli omkring 3 500 tonn NOx. Summert over tre år tilsvarer dette omkring 10 000 tonn. Kostnadene for dette er ikke beregnet, men erfaringene fra ett rederi viser kostnadstall på omkring 20 kr/kg Nox.

Overgang fra diesel til gassdrift på nye riksvegferger vil også kunne representere en reduksjon i NOx-utslippene. Netto-reduksjon er vanskelig å tallfeste ettersom dette både vil avhenge av overfartstid dvs. forbruk av drivstoff og frekvens. Hvis overfartstiden reduseres vil også frekvensen kunne øke, slik at utslippene samlet ikke reduseres like mye som forskjellen i utslipp mellom drivstoffstypene skulle tilsi. Generelt er utslippene av NOx fra gassdrift omtrent 10 % av utslippene fra standard dieselsdrift. Reduserte utslipp fra fergene er inkludert i beregningen i forrige avsnitt, men da bare med 70 %.

13 Utslipp og tiltakskostnader innen fastlandsindustrien

13.1 Beregnet utslippsreduksjon i tidligere tiltaksanalyse

I SFTs tiltaksanalyse fra 1999 ble informasjonen om utslipp innhentet fra de enkelte selskapene for følgende kildekategorier: oljeraffinerier, sementproduksjon, petrokjemi, treforedling, ferrosilisium og salpetersyreproduksjon. Fordelingen av utslippet og utslippsreduksjonen som ble beregnet for de enkelte bransjer fremgår av nedenstående tabell.

	FeSi og Si-metallproduksjon	Kunstgjødsel	Tre-foredling	Olje-raffinerier	Petrokjemi	Sement-produksjon
Utslipp 1999	6 500	420	1 500	3 100	1 430	3 170
Beregnet utslipps-reduksjon i 1999	4 300	210	500	1 800	370	1 270

Det ble antatt at disse utslippsreduksjonene kunne oppnås ved ulike renseteknologier som SCR og SNCR og installering av lav NOx brennere på ulike forbrenningsovner, bl a på oljeraffineriene. For enkelte prosesser ville også ulike former for driftsoptimalisering kunne bidra til mindre utslippsreduksjoner. Ved å implementere disse tiltakene ville det kunne oppnås en samlet utslippsreduksjon på omkring 8 450 tonn, hvorav halvparten innen FeSi og Si-metall produksjonen.

13.2 Beregnet utslipp i 2003.

Samlet årlig utslipp av NOx i 2003 fra fastlandsindustrien var ifølge beregninger fra SSB omkring 20 000 tonn, som representerer omkring 9 % av det samlede utslippet.

SFT mottar årlig bedriftenes rapporter om utslipp av NOx. Dataene samles i databasen Inkosys. I denne databasen fremkommer de kildefordelte utslippene av NOx. Dette er bedriftenes egenrapportering av utslipp og det kan derfor være mindre avvik i forhold til SSBs utslippstall, ettersom SSB også benytter tilleggsinformasjon for å beregne utslippet innen hver bransje. Rapportert utslipp av NOx til Inkosys ligger omkring 2000 tonn lavere enn SSBs beregninger. SSB har også en annen gruppering i kilder som gjør en direkte sammenlikning av dataene vanskelig. Denne forskjellen er av mindre betydning for vurdering av tiltak.

Utslippstallene fra SSB og Inkosys er imidlertid på samme nivå for den enkelte bransje og viser samme tendens, nemlig en økning fra 1999 av utslippene av NOx fra sementproduksjonen og en nedgang innen metallproduksjonen, hvor det særlig er prosessutslippene som viser en nedgang.

	FeSi og Si-metallproduksjon	Kunstgjødsel	Tre-foredling	Olje-raffinerier	Petrokjemi	Sement-produksjon
Utslipp 2003	5 600	1 420	1 800	2 600	1 100	3 400
Beregnet utslipps-reduksjon	1 700	500	500	1 500	100	1 200

Utslippene av NOx fra FeSi og Si-metall produksjonen er fordelt på 15 installasjoner og varierer fra omkring 10 til 1000 tonn. Produksjon av sement forgår ved Norcem Brevik og Norcem Kjøpsvik som til sammen representerer et NOx utslipp på omkring 3 400 tonn. Utslippene fra treforedling viser en økning fra 1999 til 2003. Det samme også for

kunstgjødselproduksjonen. Det kan ellers registres relativt små endringer i utslippene fra 1999 til 2003.

13.3 Vurdering av mulige tekniske løsninger

Beskrivelsen av mulige tiltak for å redusere utslipp av NOx fra industrianlegg på land har tatt utgangspunkt i SFT tiltaksanalyse for NOx fra 1999. Betydelige deler av utslippet fra fastlandsindustrien relateres til selve prosessen og ikke til produksjon av energi for fremdrift o.l. Det er derved ikke tilstrekkelig å vurdere overgang til andre energiformer som for flere andre tiltak innen andre sektorer, men det er selve prosessen som må endres og styres slik at NOx utslippene reduseres.

Tiltak for NOx-reduksjon på oljefyrte kjeler kan deles inn i primær- og sekundærtiltak hvor primærtiltak vil være optimalisering av utstyr og driftsbetingelser, mens sekundærtiltak er bruk av tilleggsapplikasjon for etterbehandling/rensing. Driftsoptimalisering av prosessene kan gi inntil 40 % reduksjon. Driftsoptimalisering kan bestå av redusert luftoverskudd, redusert forbrenningstemperatur, resirkulering av røykgass, trinnvis luft- og brenseltilførsel samt damp- eller vanninjeksjon og gass etterbrenning. Hvert av disse tiltakene kan gi fra 5 til 75 % reduksjon i NOx –utslippene.

Også redusert innhold av nitrogen, særlig i tungolje, vil gi kunne gi betydelig redusert utslipp av nitrogen. Overgang fra tung til lett fyringsolje som har et betydelig mindre nitrogeninnhold vil være et mulig tiltak, men med en ekstrakostnad på opptil 2000 kr/ tonn, vil de årlige driftskostnadene pr. enhet kunne bli flere millioner. Utslippsreduksjonen er tilsvarende relativt liten slik at dette er lite aktuelt å gjennomføre med det nåværende avgiftsregime for oljeprodukter.

Installering av lav-Nox brennere i fyrkjeler vil trolig være en bedre og mer robust løsning. Det antas at utslippene kan reduseres med 50 % ved bruk av lav-Nox brennere.

De mest aktuelle sekundære tiltakene vil være rensing enten ved SCR eller SNCR. Reduksjonen i NOx utslipp vil kunne være over 80 % ved bruk av SCR og 60 % ved bruk av SNCR.

Fra fastlandsindustrien kommer de største enkeltbidragene fra prosessutslipp ved sement- og metallproduksjon. Utvikling og implementering av teknologi for å redusere utslippene er en krevende oppgave med behov for individuelle tilpasninger. Det pågår et forsknings- og utviklingsarbeid som ser på muligheten for å redusere prosessutslippene fra metallproduksjonen. Foreløpig er resultatene relativt positive i forhold til muligheten til å styre forbrenningsprosessen, men det gjenstår en del utviklingsarbeid før det kan konkluderes.

13.4 Potensiell utslippsreduksjon

På samme måte som for skip er den potensielle utslippsreduksjonen beregnet også for fastlandsindustrien. Dette er en teoretisk tilnærming som tar utgangspunkt i at bruk av en bestemt teknologi vil gi en fast prosentvis reduksjon av NOx utslippet, men bare for den delen av utslippet som ikke kommer fra selve prosessen. Dette er selvsagt en forenkling, men det illustrerer nivået for den potensielle reduksjonen.

13.4.1 Sementproduksjon

Innenfor sementproduksjonen vil skifte av brenseltype kunne redusere utslippene med omkring 6 % som tilsvarer omkring 200 tonn. Norcem har gjennom de siste årene redusert utslippet med ca. 30 % ved overgang fra kull til brensler med et lavere innhold av nitrogen. Samtidig har imidlertid produksjonen og utslippet økt, slik at nettoeffekten i absolutt utslipp av denne endringen er noe mindre. Som nevnt vil bedre styring av produksjonsprosessen føre til redusert dannelse av termisk NOx. Informasjonen om hvor stor reduksjon som faktisk kan oppnås varierer imidlertid mye. I tiltaksanalysen fra 1999 er det benyttet en reduksjon på 40 % av tre ulike tiltak. Brensler med lavere nitrogen innhold er allerede tatt i bruk. Dessuten viser erfaringene at for lave temperaturer reduserer kvaliteten på produktet og at bedre styring av prosessen for å redusere termisk-NOx er en betydelig utfordring. Det er derfor lagt til grunn et konservativt anslag på vel 30 % for reduksjon av ”prosess-NOx”, som tilsvarer omkring 1000 tonn, slik at samlet reduksjon her blir 1200 tonn. Dette er et grovt estimat.

I tiltaksanalysen fra 1999 antas en reduksjon på 60 % ved bruk av SNCR, men det ble forutsatt avklaring av visse tekniske forutsetninger. Dette har vist seg vanskelig samtidig som kostnadene var underestimert. Blant annet vil temperaturforhold, geometri samt store variasjoner i NOx-mengder medføre at tradisjonell NOx-rensing er vanskelig eller ikke mulig.

13.4.2 FeSil og Si-metall produksjon

Elkem mener selv at endring av prosess-design (chargering av råstoff) kan gi reduksjoner i størrelsesorden 30-50% reduksjon av NOx. Endringer i prosess-design er imidlertid gjennomført i Elkem på ovner som ligger tilrette for det. Disse endringene er enklest på store enheter med tilsats av råstoff gjennom chargerør. Dessuten er det flere fordeler med endret chargering – redusert NOx er en av fordelene og NOx reduksjonen har en lav kostnad på ovner med chargering gjennom rør. For ovner med tilsats av råstoff ved bruk av ”stakebil” vil kostnadene være svært høye.

En sammenlikning av utslippene fra det enkelte anlegg som eies av Elkem i 1992 og 2003 viser store variasjoner i utslippene, som delvis skyldes endringer i produsert mengde og delvis tiltak for å redusere utslippene. Foreliggende informasjonen gir imidlertid ikke grunnlag for å anslå reduksjonen som er oppnådd på denne måten, men den kan være opp 800 tonn.

På denne bakgrunn er det valgt å legge til grunn et reduksjonspotensial på 30 % i denne analysen, både i mangel av mer utfyllende dokumentasjon og at prosesstyring er svært krevende og for enkelte anlegg ikke mulig. Dette vil gi en reduksjon på omkring 1 700 tonn.

13.4.3 Oljeraffinerier

Utslipp av NOx fra raffineriene er omkring 2 600 tonn. Samlet for Essos anlegg på Slagentangen og Statoils anlegg på Mongstad vil ved bruk av SCR kunne redusere utslippet i størrelsesorden 2000 tonn. Alternativt gir SNCR teknologi, som har lavere driftskostnader, en reduksjon på omkring 1000 tonn. Utslippene fra raffineriene vurderes også i forbindelse med at SFT skal stille krav til disse bedriftene som en del av IPPC oppfølgingen.

13.4.4 Kunstgjødsel, petrokjemi og treforedling

Utslippene fra kunstgjødselfabrikkene til Yara i Porsgrunn og i Glomfjord relateres i all hovedsak til prosessutslipp. Det vil trolig være teknisk mulig å redusere utslippene med omkring 40 % ved H_2O_2 rensing. Dette tilsvarer omkring 500 tonn.

Treforedling har ingen prosessutslipp, men potensialet for reduksjon er likevel lite ettersom flere oljekjeler allerede har lav NOx brennere. F eks vil installasjon av lav-Nox brenner på Saugbruks bidra til en reduksjon på 3-4 tonn. Det har vært en produksjonsøkning ved flere bedrifter de siste årene som har medført at utslippene av NOx har økt.

Utslippet fra de 4 petrokjemianleggene er omkring 1000 tonn og reduksjonspotensialet for anleggene utenom Tjeldbergodden er mindre enn 100 tonn. Utslippet fra metanolfabrikken på Tjeldbergsodden er ca. 450 tonn. Statoil har søkt om utvidelse av denne fabrikken som del av planene for etablering av gasskraftverk. Utvidelse av metanolfabrikken alene vil øke utslippet til 720 tonn. Samlet utslipp fra gasskraft og metanolfabrikken vil være mellom 1 120 og 2 565 tonn avhengig av hvilke krav som stilles til utslipp av NOx. Søknaden fra Statoil er ennå ikke ferdig behandlet.

13.4.5 Samlet reduksjonspotensial

Utslippsreduksjonen for hver sektor er usikre og mer detaljerte analyser vil kunne endre utslippetallene. Over tid har imidlertid utslippet av NOx vært relativt stabilt for fastlandsindustrien og en samlet beregnet utslippsreduksjon på omkring 5 500 tonn illustrerer størrelsesorden.

Likevel vil endringer i produksjonsvolumer, produksjonsteknikker og krav til nye virksomheter i stor grad påvirke hvordan de faktiske utslippene vil være i 2010.

13.5 Nytte- kostnadsvurderinger

I tiltaksanalysen fra 1999 ble kostnadseffektiviteten for tiltak innen fastlandsindustrien beregnet til mellom 5 og 25 kr/kg NOx, med unntak av etylenproduksjon hvor kostnadseffektiviteten for et av tiltakene ble beregnet til 80 kr/kg NOx.

Implementering av NOx reduserende tiltak i industrien har hatt et lite omfang og erfaringene med de ulike teknologiene er fortsatt begrenset, særlig for prosessutslippene som jo er det største bidraget. Det foreligger derfor heller ikke ny og bedre dokumentasjon for investerings- og driftskostnadene for de enkelte tiltakene.

På bakgrunn av utredningen som er gjort for tiltak og tiltakskostnader på fartøy i innenriksfart, som viser at kostnadseffektiviteten er på samme nivå som i analysen fra 1999 kan det antas at det samme også gjelder for rensetiltak (SCR) i industrien. Kostnadseffektiviteten for aktuelle tiltak antas derfor å ligge fra 6-7 til omkring 25 kr/kg NOx redusert.

14 Samlet vurdering av tiltak for de aktuelle sektorer

14.1 Utslippsreduksjon

14.1.1 Samlet teknisk potensiell utslippsreduksjon for alle sektorer

Tiltaksanalysene som er gjennomført for petroleumsvirksomheten, landbasert industri og for skip i innenriksfart viser et teknisk reduksjonspotensial på omkring 65 500 tonn for eksisterende virksomhet, hvor innenlands kysttrafikk representerer 43 000 tonn, energianleggene offshore 17 000 tonn og fastlandsindustrien 5 500 tonn. I tilegg kommer en potensiell reduksjon på 10 000 for nybygg av skip i innenriksfart, slik at det tekniske potensialet for reduksjon blir 75 500 tonn.

Innenlands kystfart	Energianlegg offshore	Fastlandsindustrien	Nybygde skip	SUM
43 000 tonn	17 000	5 500	10 000	75 500

For petroleumsvirksomheten er det i samarbeid med operatørene på sokkelen foretatt en gjennomgang av hvilke turbiner som kan ombygges for å redusere NOx utslippene med utprøvd teknologi. Analysen viser et totalt teknisk reduksjonspotensial på 17 000 tonn.

Både for skip og fastlandsindustrien er SCR et effektivt tiltak, men den delen av utslippet fra fastlandsindustrien som på effektiv måte kan reduseres med denne teknikken er langt mindre enn for skip. Beregnet reduksjon er ca. 5 500 tonn, som er fordelt på et stort antall enheter, slik at reduksjonen pr. enhet blir relativt liten. Dessuten vil en betydelig del av denne reduksjonen betinge at det finnes tilfredsstillende tekniske løsninger på prosessutslippene ved sement- og metallproduksjonen som reduserer NOx-utslippene.

Mens det totalt er omkring 1 500 fartøy over 100 brt. er det i denne analysen kun tatt med skip større enn 100 brt. og som er bygget etter 1990 eller med motorer installerte etter 1990. Dette utgjør 574 fartøy og representerer en beregnet potensiell utslippsreduksjon på 43 000 tonn, forutsatt bruk av katalytisk rensing, SCR. Mulighetene for å redusere utslippene fra mindre og/eller eldre fartøy er ikke beregnet.

Hvis utslipp fra nye skip reduseres med 70 %, tilsvarende som for eldre skip, vil samlet reduksjon over 3 år kunne bli omkring 10 000 tonn.

14.1.2 Nærmere vurdering av det tekniske potensialet

I tilegg til den teoretiske beregnete utslippsreduksjonen for skip er det også foretatt en spesifikk vurdering av fartøygruppe som i større grad tar hensyn til dagens operasjonsmodus, spesifikk motorstørrelse mv., enn en ren teknisk vurdering, jfr. Tabell 12-2 side 35. Beregnet på denne måten reduseres utslippspotensialet til 26 500 tonn, altså 18 000 tonn mindre enn den teoretiske beregningen.

Energianleggene offshore inkluderer kun de anlegg hvor det finnes kvalifisert teknologi. Et mulig realistisk potensial vil derved ikke være et teknisk, men et økonomisk spørsmål. For fastlandsindustrien er det mulig at reduksjonspotensialet er noe for konservativt anslått og at industrien samlet sett vil kunne redusere utslippene noe mer enn mer enn beregnet, f eks ved overgang til brensler med lavt nitrogeninnhold i et større omfang.

14.2 Tiltakskostnader

Det er beregnet tiltakskostnader for hver sektor. For innenriks skipsfart og fastlandsindustrien er kostnadsmodellen nevnt i kap. 7 benyttet. I prinsippet er den samme modellen lagt til grunn også for beregningene offshore, men i stedet for en fast avskrivningstid på 25 år for alle installasjoner, er faktisk økonomisk gjenværende levetid på plattformen lagt til grunn. For flere installasjoner offshore er derved avskrivningstid betydelig kortere enn 25 år. For å kunne sammenlikne tiltak og kostnadseffektiviteten mellom ulike sektorer vil dette være den riktige tilnærmingen.

Det er benyttet en diskonteringsrente på 7 % for alle beregningene. I følge rundskriv R-109/2005 fra Finansdepartementet skal det i utgangspunktet benyttes en rente på 4 pst på offentlige tiltak med moderat systematisk risiko. For tiltak der det er rimelig å anta betydelig systematisk risiko, kan det være riktig å benytte en høyere kalkulasjonsrente enn 4 pst. I disse tilfellene kan en kalkulasjonsrente på 6 pst. være et hensiktsmessig alternativ. En kalkulasjonsrente på 4 % vil generelt bety at tiltakskostnadene reduseres.

Det er stor forskjell på kostnadseffektiviteten i kr/kg NOx redusert innen hver sektor. Mens tiltakskostnaden er mindre enn 15 kr/kg redusert NOx for tiltak på fartøy i innenriksfart varierer kostnadene offshore fra 29–700 kr/kg redusert NOx. Enkelte av tiltakene innen fastlandsindustrien har en kostnadseffektivitet på under 10 kr /kg NOx, men også her ligger kostnadseffektiviteten for enkelte tiltak omkring 25 kr/kg Nox redusert.
Det er knyttet betydelig usikkerhet både til utslippsberegningene og tiltakskostnadene, men det antas at denne usikkerheten er like stor for alle sektorer. Foreliggende informasjon er imidlertid ikke tilstrekkelig til å tallfeste usikkerheten.

14.2.1 Vurdering av tiltakskostnadene offshore

Det er stor forskjell i tiltakskostnad fra maskin til maskin. Selv innenfor en og samme produksjonsinnretning vil tiltakskostnadene kunne variere betydelig for samme type gassturbiner. Eksempelvis vil en kompressor turbin på høy last og mye driftstid (dvs mye NOx utslipp før tiltak) kunne gi forholdsvis lave tiltakskostnader, mens generatorturbinene som går på lavere last og driftstid vil kunne gi forholdsvis høye tiltakskostnader. Analysen viser at usikkerhet i enkelte underlagsparametere vil kunne slå betydelig ut i tiltakskostnadene for den enkelte innretning, men dette vil til en viss grad jevnes ut på sokkelnivå. Grundige studier for de enkelte innretningene vil avklare hvilke tiltak som er mest kostnadseffektive og mest aktuelle for selskap og samfunn å iverksette.

Generelt vil gassturbiner som driver kompressorer på høy last og som slipper ut mest NOx, få størst gevinst av å ettermontere DLE. Tiltakskostnadene for disse vil generelt være lavere enn gassturbiner som driver generatorer, forutsatt samme ombyggingskostnader.

Analysen viser at investeringskostnadene utgjør den klart største delen av de totale tiltakskostnadene forbundet med ettermontering av DLE. Drifts- og vedlikeholdskostnader utgjør imidlertid et marginalt bidrag til tiltakskostnadene på den enkelte maskin. Dette er positivt med tanke på at det høye kostnadsnivået på felt i haleproduksjon er en utfordring for feltenes levetid og ressursutnyttelse.

Effekten av utsatt produksjon gir et betydelig bidrag til tiltakskostnadene på enkelte gassturbiner, men er marginal på mange andre maskiner. Generelt utgjør dette et betydelig

kostnadselement for innretninger uten gassturbiner i reserve, og for innretninger med høy produksjon.

Det fremgår at det ikke er noe entydig mønster at de tilrettelagte maskinene for DLE er mest kostnadseffektive. Forklaringen på dette er at enkelte av de tilrettelagte gassturbinene for DLE går på lav last, og dermed har lite NOx-utslipp i utgangspunktet. Dette vil i enkelte tilfeller forsterkes ved at maskinene kun er i drift i deler av året, slik at gevinsten ved tiltak blir liten sett i forhold til kostnadene.

Som nevnt er usikkerheten i beregningene betydelig. Endring i lastgrad og driftstid vil påvirke beregningene sterkt. Dette berører nyttesiden av tiltakene sterkt, og gir skift i tiltakskostnadene både opp og ned. Andre forhold som påvirker de økonomiske beregningene er feltets levetid, diskonteringsrente og selvsagt investeringskostnadene.

14.2.2 Vurdering av tiltakskostnadene på innenriks skipsfart.

Det er knyttet betydelig usikkerhet til tiltakskostnadene for innenriks skipsfart. Ved en økning av kostnadene innenfor skipsfart til det dobbelte, vil tiltak på skip likevel være relativt rimelig i forhold til tiltak offshore. Kostnadene offshore har også en helt annen fordeling enn f eks SCR-tiltak på skip. Offshore er investeringskostnaden av størst betydning, mens driftskostnaden er relativt liten. For innenriks skipsfart vil investeringen for rensetekniske tiltak som SCR bety mindre enn de årlige driftskostnadene. Dette skyldes særlig forbruk av urea. Installasjon av SCR kan medføre at det dannes et mottrykk som fører til økt drivstofforbruk, men i denne analysen er det er ikke forutsatt at drivstofforbruket øker. Usikkerheten i beregningene er likevel på nivå som gjør at øke kostnader som følge av økt forbruk av drivstofforbruk ikke vil gjøre særlig utslag i vurderingen mellom sektorene.

Motortekniske tiltak på skip har samme fordelingsprofil mellom investering og drift som offshore. Det kan også forventes at slike tiltak vil kunne bidra til å redusere driftskostnadene noe, men heller ikke her er denne effekten tatt inn i beregningene. Tiltaket er i seg selv blant de rimeligste og bedret drivstofføkonomi vil gjøre tiltaket ennå mer lønnsomt.

Det er ikke tatt hensyn til ekstra kostnader som følge av eventuell ekstra driftsstans for å utføre nødvendige tiltak på fartøyene. Ekstra driftsstans forstås som tid på verft utover det som følger av ordinært vedlikehold.

14.2.3 Vurdering av tiltakskostnadene for fastlandsindustrien.

Beregning av tiltakskostnadene for fastlandsindustrien er i større grad enn for de andre sektorene basert på tiltaksanalysen fra 1999. Flere av tiltakene innen fastlandsindustrien er imidlertid de samme som for skipsfarten, nemlig katalytisk rensing. Ved en sammenlikning av kostnadene i tiltaksanalysen fra 1999 og de nye beregningene, ligger disse på omtrent samme nivå for skip. Det er derfor rimelig å anta at kostnadene for tilsvarende teknologi på land er på samme nivå.

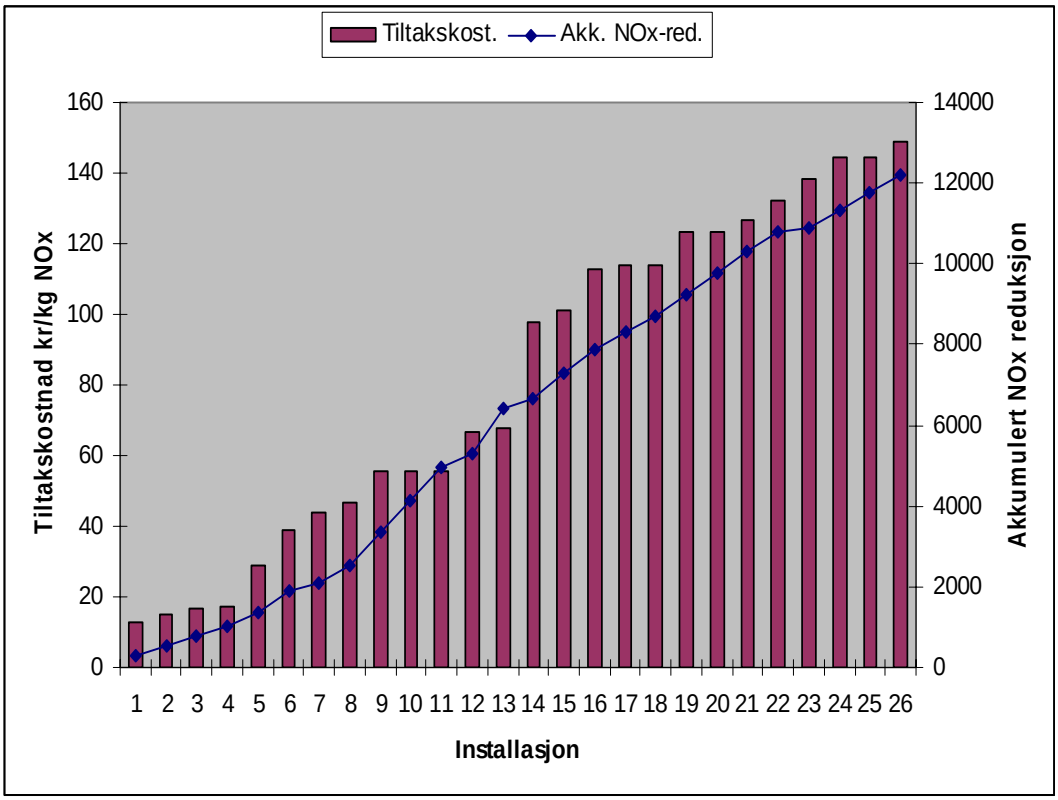
14.3 Samlet fremstilling av tiltakskostnadene

Selv om tiltakskostnadene varierer mye mellom hver sektor er variasjonen større mellom de ulike installasjonene for energianleggene offshore. Pga denne variasjonen er de sektorvise tiltakskostnadene og akkumulert utslippsreduksjon fremstilt i to ulike figurer. Figuren som viser tiltakskostnadene offshore omfatter dessuten kun de 26 installasjonene med tiltakskostnader opp til 150 kr/kg Nox redusert, som gir en samlet NOx reduksjon på 12 190

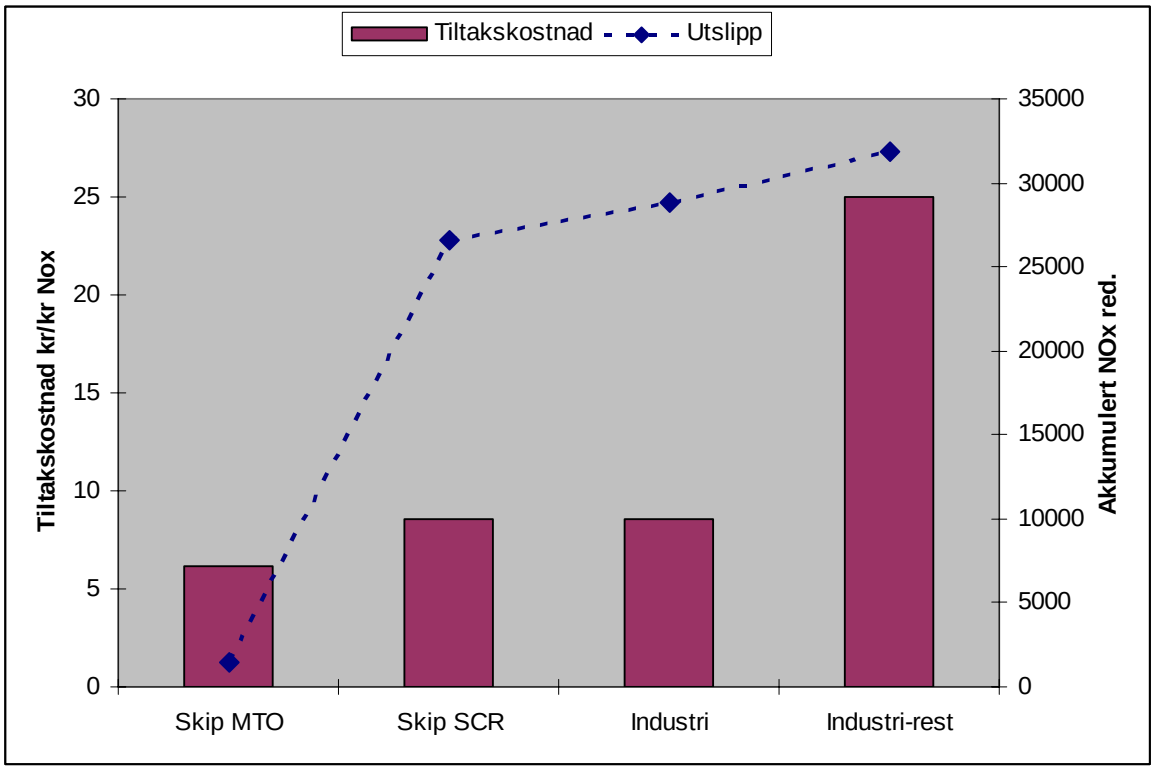
tonn. De resterende 23 maskinene som omfattes av ODs tiltaksanalyse har tiltakskostnader mellom 150 og 750 kr/kg.

Tiltakskostnadene for de to øvrige sektorene varierer fra omkring 6 til 25 kr/kg NOx redusert. De rimeligste tiltakene er motortekniske ombygginger på skip, mens tiltakskostnadene for implementering av katalytisk rensning (SCR) på skip og deler av industrien er beregnet til omkring 9 kr/kg Nox. I sum gir dette en samlet utslippsreduksjon på omkring 29 000 tonn NOx. For å kunne øke utslippsreduksjonen med ytterligere 3 000 tonn vil tiltakskostnadene øke til 25 kr/kg NOx redusert, men denne verdien er usikker fordi dette inkluderer prosessutslipp fra industrien. Dessuten er det langt fra sikkert at dette er teknisk mulig å løse.

Figur 14-1. Tiltakskostnader offshore. Figuren omfatter kun installasjoner med tiltakskostnad opp til 150 kr/kg NOx redusert.



Figur 14-2. Tiltakskostnader for skip og fastlandsindustrien ned implementering av ulike teknikker. MTO er motorteknisk ombygging, SCR er katalytisk rensing og industri-rest er prosessutslipp fra industrien.



14.4 Aggregerte utslippsreduksjoner ved økende margainalkostnad.

Nedenstående tabell viser potensialet for utslippsreduksjoner og aggregert utslippsreduksjon ved økende kostnad pr kg Nox redusert. Det er knyttet stor usikkerhet både til de kildespesifikke utslippsreduksjonene og kostnadene.

Sektor	**Kostnad**	**Utslippsreduksjon**	**Sum utslipps-reduksjon**
Skip/fiskefartøy	< 15 kr/kg	26.000 tonn	26.000 tonn
Energianlegg	< 17 kr/kg	1.000 tonn	27.000 tonn
Fastlandsindustri	< 15 kr/kg	2.500 tonn	29,500 tonn
Fastlandsindustri	< 25 kr/kg	3 000 tonn	32.500 tonn
Energianlegg	18-56 kr/kg	3.100 tonn	35.600 tonn
Energianlegg	57-150 kr/kg	7.200 tonn	42.800 tonn
Nybygg skip	20 kr/kg	10.000 tonn	52.800 tonn